

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

На правах рукописи

Еремян Грачик Араикович

**ВЫБОР ЦЕЛЕВОЙ ФУНКЦИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ  
АВТОАДАПТАЦИИ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ**

Специальность 2.3.1 – Системный анализ, управление и обработка информации

Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук

Научный руководитель:  
PhD, доцент, Рукавишников В. С.

Томск 2022

## Содержание

|                                                                                                                 |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Введение.....                                                                                                   | 4   |
| 1 Обзор существующих подходов к выбору целевой функции для автоадаптации геолого-гидродинамических моделей..... | 10  |
| 1.1 Автоадаптация гидродинамической модели .....                                                                | 10  |
| 1.2 Роль целевой функции .....                                                                                  | 12  |
| 1.3 Байесовский подход к адаптации .....                                                                        | 12  |
| 1.4 Погрешности истории и моделирования .....                                                                   | 15  |
| 1.5 Существующие подходы к выбору целевой функции .....                                                         | 20  |
| 1.6 Выводы по разделу 1.....                                                                                    | 27  |
| 2 Создание и подготовка синтетической геолого-гидродинамической модели к вычислительным экспериментам .....     | 29  |
| 2.1 Описание синтетической модели .....                                                                         | 30  |
| 2.2 Параметры адаптации .....                                                                                   | 40  |
| 2.3 Оптимизационный алгоритм.....                                                                               | 46  |
| 2.4 Критерии качества адаптации.....                                                                            | 52  |
| 2.5 Подготовка модели к расчетам .....                                                                          | 63  |
| 2.6 Выводы по разделу 2.....                                                                                    | 65  |
| 3 Метод выбора наиболее эффективного вида целевой функции.....                                                  | 66  |
| 3.1 Математическое выражение невязки .....                                                                      | 66  |
| 3.2 Алгоритм расчета целевой функции .....                                                                      | 69  |
| 3.3 Компонентный состав целевой функции.....                                                                    | 71  |
| 3.4 Способы нормировки целевой функции.....                                                                     | 78  |
| 3.5 Задание весовых коэффициентов для целевой функции .....                                                     | 84  |
| 3.6 Обобщение метода выбора вида целевой функции.....                                                           | 97  |
| 3.7 Программная реализация метода.....                                                                          | 101 |

|                                                                                         |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 3.8 Выводы по разделу 3.....                                                            | 103 |
| 4 Применение разработанного метода на модели реального месторождения углеводородов..... | 104 |
| 4.1 Описание секторной модели реального месторождения .....                             | 104 |
| 4.2 Результаты тестирования метода.....                                                 | 107 |
| 4.3 Выводы по разделу 4.....                                                            | 120 |
| Заключение .....                                                                        | 121 |
| Список литературы .....                                                                 | 123 |
| Приложение А. Патент на изобретение.....                                                | 137 |
| Приложение Б. Свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ .....        | 138 |
| Приложение В. Акты внедрения .....                                                      | 140 |

## Введение

**Актуальность темы исследования.** В настоящее время геолого-гидродинамические модели (ГГДМ) повсеместно применяются при разработке месторождений углеводородов. Численные модели позволяют интегрировать комплексные данные о пласте, имитировать фильтрацию флюида и помогают принимать более обоснованные решения по разработке месторождений. После первичного построения трехмерной модели производится ее гидродинамический расчет, и полученные показатели разработки сравниваются с историческими данными. Ввиду сложности объекта моделирования и наличия присущих неопределенностей в геологических, петрофизических и прочих параметрах модели, влияющих на течение флюида, расчетные показатели разработки месторождения отличаются от исторических. Для того, чтобы модель воспроизводила историю необходимо произвести адаптацию на данные истории, которая заключается в корректировке параметров в диапазонах их неопределенности. Эта процедура является необходимой для достоверного прогнозирования поведения пласта. До недавнего времени, данная трудоемкая процедура проводилась в ручном режиме путем правок параметров модели, вводимых специалистом по гидродинамическому моделированию на основе его понимания и интуиции. В настоящее время широкое распространение получили методы автоадаптации, представляющей собой автоматизированную корректировку параметров модели пласта для достижения наилучшей сходимости между модельными и историческими динамическими показателями. Путем воспроизведения истории разработки месторождения осуществляется уточнение основных фильтрационно-емкостных параметров пласта, заложенных в модель [8].

Неотъемлемыми составляющими автоадаптации являются оптимизационный алгоритм и целевая функция (ЦФ), позволяющие находить адаптированные модели. Целевая функция представляет собой функцию нескольких переменных, подлежащую минимизации с помощью оптимизационного алгоритма в процессе

адаптации модели. Являясь мерой расхождения между расчетом и историей, целевая функция с помощью оптимизационного алгоритма обеспечивает итеративное улучшение адаптации, позволяя уточнить параметры пласта.

**Степень разработанности темы.** Изучением проблематики выбора целевой функции для автоадаптации занимались такие ученые, как Ю.Ю. Хутахеан, В.В. Демьянов, М.А. Кристи, Р.Ф. Шульц-Ригерт, К.Д. Стивен, Х.Ю. Пак, Р.Бут, З. Бозаркуна, Ю.Д. Динг, А.К. Бертолини, Ф.Р. Алмеида. Формулировка целевой функции важна, поскольку ее значение напрямую влияет на процесс оптимизации, позволяя алгоритму двигаться в верном направлении в поиске решений. Однако, на сегодняшний день направление изучено недостаточно. Не существует единого подхода или метода для задания целевой функции, который бы обеспечивал достижение задач адаптации с наименьшими вычислительными затратами.

Таким образом, возникает актуальная проблема исследования влияния формулировки целевой функции на адаптацию модели, а также актуальная задача создания метода задания наиболее эффективной целевой функции для автоадаптации.

**Цель исследования.** Разработка метода выбора наиболее эффективного вида целевой функции для автоматизированной адаптации геолого-гидродинамических моделей месторождений углеводородов.

**Основные задачи исследования:**

1. Выполнить анализ существующих подходов к заданию ЦФ для автоадаптации геолого-гидродинамических моделей.
2. Создать синтетическую модель залежи для вычислительных экспериментов по изучению влияния вида ЦФ на эффективность автоадаптации.
3. Исследовать влияние на эффективность ЦФ: математического выражения невязки, компонентного состава ЦФ, способов нормировки и взвешивания невязок. Сформулировать метод задания наиболее эффективного вида ЦФ в зависимости от задачи адаптации и исходных данных;
4. Апробировать разработанный метод на модели реального нефтяного месторождения.

**Объектом исследования** данной работы является автоматизированная адаптация геолого-гидродинамической модели месторождения углеводородов.

**Предметом исследования** является формула целевой функции для автоматизированной адаптации геолого-гидродинамической модели.

**Методы исследования.** Для решения задач, сформулированных в работе, использовались методы численного геолого-гидродинамического моделирования разработки месторождений углеводородов, системного анализа и математической статистики.

**Научная новизна работы.**

1. Предложено и научно обосновано определение эффективности целевой функции, заключающееся в способности адаптированной геолого-гидродинамической модели достигать заданных значений набора критериев качества адаптации месторождения углеводородов при минимальных вычислительных затратах.
2. Разработана синтетическая геолого-гидродинамическая модель, на основе которой установлены степень и характер влияния на эффективность целевой функции математического выражения невязки, ее компонентного состава, способов нормирования и взвешивания невязок.
3. Разработан, теоретически и экспериментально исследован и апробирован на реальных данных метод выбора наиболее эффективной целевой функции для автоадаптации геолого-гидродинамической модели месторождения углеводородов.

**Теоретическая значимость работы.** Теоретическая значимость результатов диссертационного исследования заключается в том, что сформулированные автором теоретические положения вносят вклад в развитие области автоматизированной адаптации геолого-гидродинамических моделей месторождений углеводородов. Задача выбора вида целевой функции получила научное обоснование в результате выполнения аналитического описания и вычислительных экспериментов на трехмерной численной модели.

**Практическая значимость работы.** Практическая значимость результатов работы состоит в том, что теоретические и практические предложения, сделанные в работе, могут использоваться специалистами в области моделирования разработки месторождений углеводородов. Разработанный метод выбора целевой функции позволяет обоснованно задавать одну из ключевых и неотъемлемых частей процесса автоадаптации геолого-гидродинамических моделей.

Практическая значимость результатов исследования подтверждается их использованием в ходе выполнения научно-исследовательских работ, в том числе с помощью программной реализации разработанного метода выбора целевой функции (Приложение Б).

**Положения, выносимые на защиту:**

1. Использование эффективной целевой функции гарантирует достижение заданных значений набора критериев качества адаптации месторождения углеводородов в отличие от традиционного подхода.
2. Синтетическая геолого-гидродинамическая модель позволяет выявлять степень и характер влияния на эффективность целевой функции ее компонентного состава, способов нормировки и взвешивания невязок.
3. Предложенный метод выбора целевой функции для автоадаптации геолого-гидродинамической модели месторождения углеводородов обеспечил уменьшение отклонения по накопленной добыче жидкости с 29% до 1%, отклонения по накопленной закачке жидкости с 22% до 1%, максимального отклонения месячной добычи нефти в 2 раза по сравнению с традиционным подходом.

**Достоверность результатов.** Достоверность полученных в ходе настоящей диссертационной работы результатов обеспечивается сравнением разработанного метода с существующими подходами к заданию ЦФ, проверкой теоретических положений и выводов серий численных экспериментов, результатами апробации предложенного метода на реальных данных, а также положительным эффектом от внедрения полученных результатов в производство и учебную деятельность.

**Внедрение результатов работы.** Результаты диссертационной работы внедрены в деятельность Центра компетенций по гидродинамическому моделированию ООО «Газпромнефть НТЦ», а также в учебный процесс ТПУ (Приложение В). Полученные результаты работы используются в рамках научно-исследовательской работы для ООО «Газпромнефть НТЦ» «Создание методологии и интеллектуальной системы автоматизированной адаптации геолого-гидродинамических моделей, управляемой геологическими неопределенностями», договор №13.12-68/2018у от 01.02.2018. Получен патент РФ №2754741 на изобретение «Способ адаптации геолого-гидродинамической модели пласта» (Приложение А), в котором описан разработанный в результате диссертационной работы метод. Патент и акты внедрения приложены к диссертационной работе.

**Апробации работы.** Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих конференциях: Третья Научно-Техническая Конференция ООО "ИНК", 6-7 декабря 2018, г. Иркутск; XII научно-практическая конференция «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений», 23-25 апреля 2019, г. Санкт-Петербург; Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 2019, г. Москва; Семинар по обмену опытом по техническим проектам компании ООО.«Газпромнефть НТЦ», связанным с адаптацией гидродинамических моделей при участии Сколковского института науки и технологий (Сколтех), Инжинирингового центра МФТИ по полезным ископаемым (ИЦ МФТИ), фонда «НИР» (Инопрактика), МГУ им. Ломоносова, Томского политехнического университета, университета Heriot-Watt (Шотландия) и ООО «Газпромнефть НТЦ», 21 Октября 2019, г. Москва; XVII европейская конференция по математическим основам добычи нефти (EAGE ECMOR XVII), 14-17 сентября 2020, г. Эдинбург; XII Международная интернет-конференция молодых ученых, аспирантов и студентов «Инновационные технологии: теория, инструменты, практика» (InnoTech 2020), 16-31 декабря 2020, г. Пермь; XXV Международный научный симпозиум имени академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», 5-9 апреля 2021, г. Томск.

**Публикации по теме диссертации.** По результатам диссертационного исследования опубликовано 16 работ, в том числе 5 статей в журналах из перечня ВАК [16, 17, 21, 22, 23], 3 публикации в научных журналах, индексируемых Web of Science и Scopus [20, 51], 8 публикаций в материалах международных и всероссийских научных конференций [14, 15, 18, 19, 82, 111, 112, 113].

**Личный вклад автора.** Основные научные результаты получены автором лично. Автором создана и подготовлена к вычислительным экспериментам синтетическая геолого-гидродинамическая модель месторождения углеводородов. С помощью данной численной модели и вычислительных экспериментов автором изучена степень и характер влияния на эффективность целевой функции ее компонентного состава, способов нормировки и способов взвешивания. Автором разработан и апробирован метод выбора целевой функции для автоадаптации модели месторождения углеводородов. Осуществлено руководство работ по созданию программного продукта, в котором реализован разработанный метод. Постановка цели и задач научного исследования осуществлялась совместно с научным руководителем.

**Структура и объем работы.** Диссертация состоит из введения, четырех разделов основной части, заключения, списка литературы и пяти приложений. Полный объем диссертации составляет 141 страницу, включая 78 рисунков и 9 таблиц. Список литературы содержит 144 наименования.

**Благодарности.** Автор выражает искреннюю благодарность и признательность за ценные советы и помощь научному руководителю В.С. Рукавишникову и коллегам, задействованным в НИР ТПУ и ООО «Газпромнефть НТЦ» «Создание методологии адаптации геолого-гидродинамических моделей, управляемой геологическими неопределенностями», в рамках которого выполнено настоящее диссертационное исследование, а именно В.В. Демьянову, Г.Ю. Шишаеву и И.В. Матвееву.

# 1 Обзор существующих подходов к выбору целевой функции для автоадаптации геолого-гидродинамических моделей

В данном разделе приводятся теоретические основы адаптации геолого-гидродинамической модели, описывается постановка задачи, ее характерные черты, автоматизация адаптации, роль целевой функции в процессе оптимизации, а также приводится обзор существующих подходов к выбору целевой функции для автоадаптации геолого-гидродинамических моделей.

## 1.1 Автоадаптация гидродинамической модели

**Постановка задачи и характерные черты.** Адаптация ГГДМ представляет собой классическую обратную задачу, в которой значения параметров нестационарной трехмерной модели должны быть получены из наблюдаемых данных. Роль параметров модели играют геолого-физические свойства пласта-коллектора, наблюдаемыми данными являются измеренные показатели работы скважин, такие как дебиты, забойные давления и прочие (рисунок 1.1).

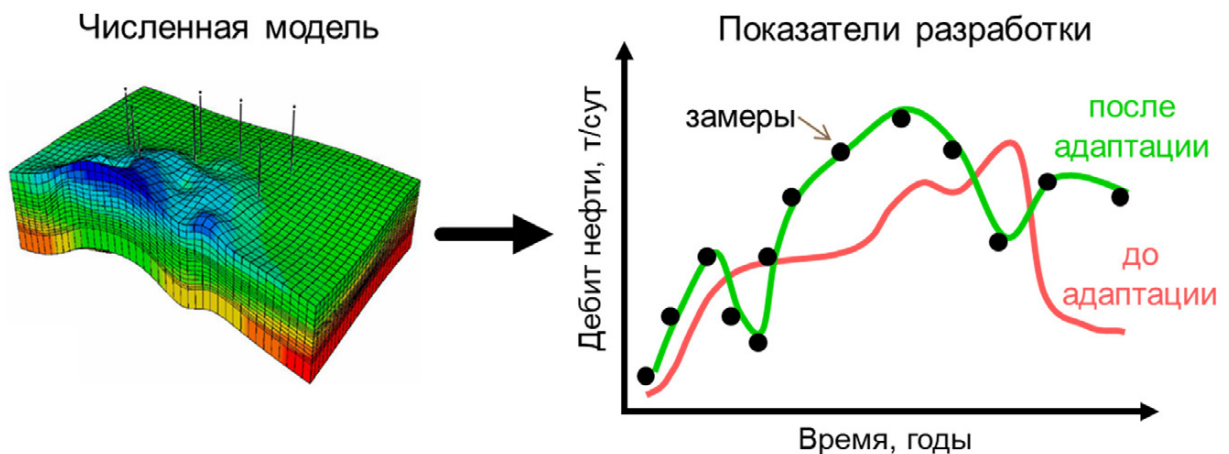


Рисунок 1.1 – Схематическое представление адаптации численной модели [93]

Примеры обратных задач можно найти в следующих областях: геофизика, астрономия, медицинская визуализация, компьютерная томография,

дистанционное зондирование Земли, спектральный анализ и задачи по неразрушающему контролю [6]. Задача адаптации является нелинейной и обладает характерной чертой обратной задачи: является некорректно поставленной. Некорректность постановки выражается в нарушении условий корректно поставленной задачи – существование решения, единственность решения и его устойчивость [109]. Наглядным примером является достижение одинаково хорошей сходимости модели с историей разработки месторождения путем настройки совершенно разных параметров модели. На данные наблюдений могут влиять одновременно множество факторов, независимых и взаимозависимых, что создает нелинейные связи между историей разработки и параметрами модели.

**Автоматизация адаптации.** В настоящее время типичным подходом к процессу адаптации гидродинамических моделей является настройка параметров модели «вручную», то есть путем многократного изменения выбранных параметров модели с целью воспроизвести историю разработки. Как правило, в первую очередь изменения касаются параметров, обладающих наибольшими неопределенностями [9, 101, 126, 141, 142]. Данный способ адаптации осуществляется на основе опыта и интуиции разработчика, может потребовать существенных затрат времени и не гарантирует рассмотрение всех «перспективных» вариантов [5, 48]. Нет гарантии, что именно найденный вариант адаптации «правильный». Рассмотрение нескольких сценариев при адаптации «вручную» будет кратно увеличивать необходимые временные затраты. Кроме того, некоторые приемы адаптации могут сделать модель некорректной, нарушив её геологическую обоснованность [51]. Методы автоматизированной адаптации могут устранить некоторые недостатки «ручной» адаптации, а также в той или иной мере решить проблемы адаптации модели как таковой. Суть автоадаптации заключается в минимизации целевой функции, представляющей собой степень расхождения динамических параметров модели с соответствующими наблюдаемыми данными истории работы скважин и разработки месторождения в целом. Применение автоматизированной адаптации позволяет уменьшить субъективность и найти несколько альтернативных решений за меньшее время.

## 1.2 Роль целевой функции

Целевая функция представляет собой меру расхождения между модельным расчетом и историей добычи и характеризует качество адаптации модели. Алгоритмы оптимизации при автоматизированной адаптации стремятся уменьшить значение целевой функции по мере расчета итераций (рисунок 1.2).

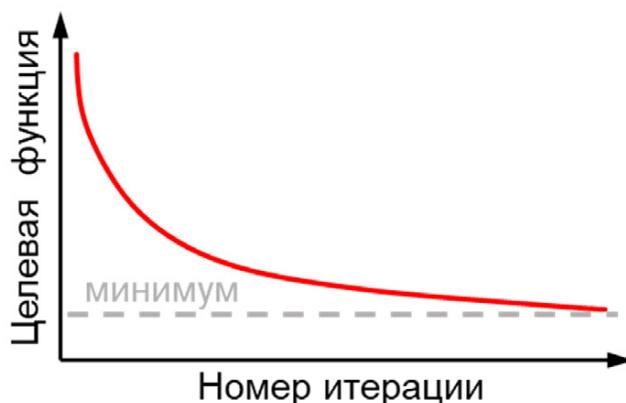


Рисунок 1.2 – Схематическое представление поведения целевой функции в процессе оптимизации

Значение целевой функции, при котором качество адаптации считается удовлетворительным, зависит от заданных критериев качества адаптации, которые основаны на отраслевых регламентах, методических указаниях и прочих нормативных документах нефтегазовых компаний.

## 1.3 Байесовский подход к адаптации

Теорема Байеса определяет вероятность события при условии, что произошло другое статистически взаимозависимое с ним события [84]. Опишем формулу Байеса применительно к задаче адаптации гидродинамической модели (формула 1.1, рисунок 1.3):

$$P(m|O) = \frac{P(O|m) \cdot P(m)}{P(O)}, \quad (1.1)$$

где  $P(m)$  – априорная вероятность параметров модели  $m$ ;

$P(m|O)$  – апостериорная вероятность параметров модели  $m$  с учетом данных истории  $O$ ;

$P(O|m)$  – условная вероятность данных истории  $O$  при истинности параметров модели  $m$  (функция правдоподобия);

$P(O)$  – полная вероятность данных истории  $O$ .

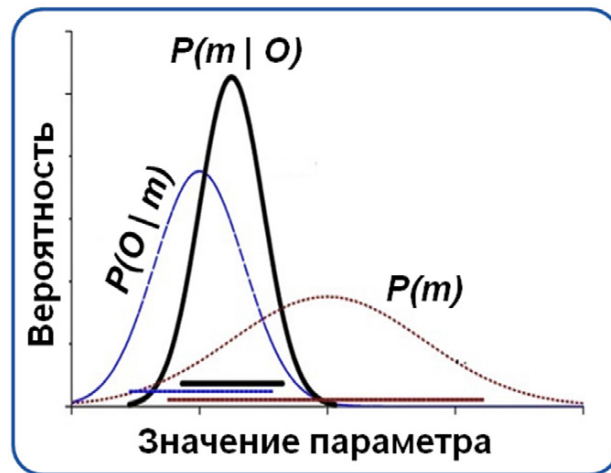


Рисунок 1.3 – Построение апостериорной вероятности на основе априорной вероятности и функции правдоподобия

Упрощенно формулу Байеса можно записать в следующем виде:

Апостериорное = Правдоподобие \* Априорное.

Процесс адаптации начинается с определения исходных вероятностей для параметров модели  $p(m)$ . Апостериорная вероятность  $p(m|O)$  рассчитывается на основе априорной вероятности и функции правдоподобия  $p(O|m)$ . Функция правдоподобия выражает вероятность истинности данных истории в предположении об истинности параметров модели. Данный процесс расчета апостериорной вероятности повторяется, используя обновленную априорную вероятность до достижения приемлемого качества адаптации. Чем выше апостериорная вероятность параметров модели, тем ближе результат расчета модели к данным истории разработки. Следовательно, требуется максимизация функции правдоподобия нового варианта параметров модели относительно данных истории.

При допущении о независимых и нормально распределенных погрешностях данных истории отрицательный логарифм функции правдоподобия равен  $\frac{1}{2}$  выражения метода наименьших квадратов (МНК) для разницы между расчетными показателями модели и соответствующими данными истории разработки [103, 137, 138]. Формула (1.2) в виде МНК является одним из вариантов математических выражений, используемых для описания целевой функции для автоадаптации:

$$OF_{\text{МНК}} = -2 \ln P(O|m) = \sum_{i=1}^n \frac{(S_i - O_i)^2}{\sigma_i^2}, \quad (1.2)$$

где  $OF_{\text{МНК}}$  – целевая функция в виде МНК,  $S$  – расчетное значение (модель),  $O$  – измеренное значение (история),  $\sigma^2$  – дисперсия измеренных данных,  $i$  – номер измерения,  $n$  – количество измерений.

Другим часто используемым математическим выражением меры расхождения расчета от измеренных данных является суммарное среднее квадратичное (СК) [130, 140]:

$$OF_{\text{СК}} = \sqrt{-2 \ln P(O|m)} = \sum_{i=1}^n \sqrt{\frac{(S_i - O_i)^2}{\sigma_i^2}}, \quad (1.3)$$

Взаимосвязь функции правдоподобия и целевой функции в виде МНК и СКО показана на рисунке 1.4. Минимизация значения целевой функции эквивалентна максимизации правдоподобия.

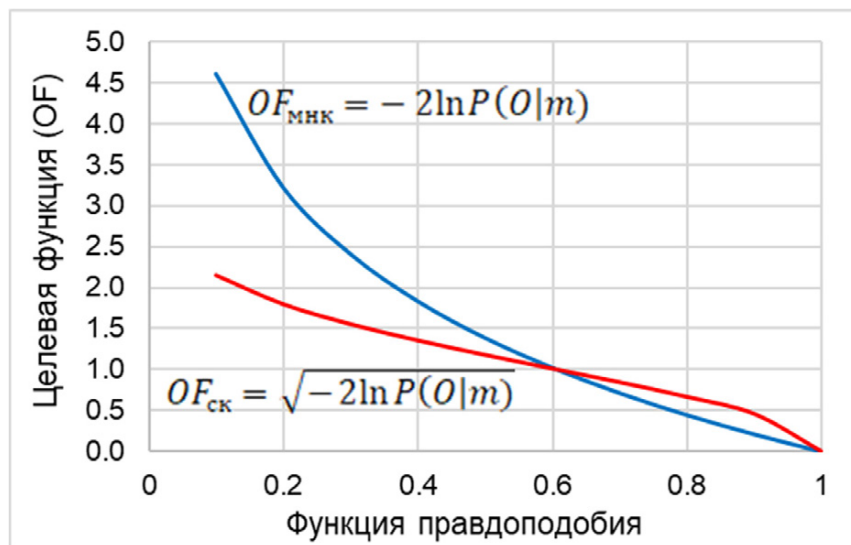


Рисунок 1.4 – Взаимосвязь функции правдоподобия и целевой функции в виде МНК и СК

Задание значения дисперсии данных  $\sigma^2$  в формуле целевой функции важно, поскольку показывает, насколько близко модель должна воспроизводить исторические данные. Кроме задания уровня погрешности данных, в целевую функцию могут включаться весовые коэффициенты для ее компонентов, идентификаторов (скважины, группа скважин либо месторождение) и временных шагов расчета.

#### 1.4 Погрешности истории и моделирования

Понимание влияния и способов учета погрешностей данных истории и моделирования важны для создания качественной модели, пригодной для прогноза. В процессе адаптации гидродинамическая модель «калибруется» на данные истории разработки, которым присущи определенные погрешности. Погрешность измерения – это отклонение результата измерений от истинного значения измеряемой величины [38]. Чем меньше погрешность, тем выше точность. В свою очередь погрешности рожают неопределенности в истинных значениях измеряемых величин. Упрощенно погрешности можно разделить на три основные группы: систематические, случайные и грубые погрешности (рисунок 1.5).

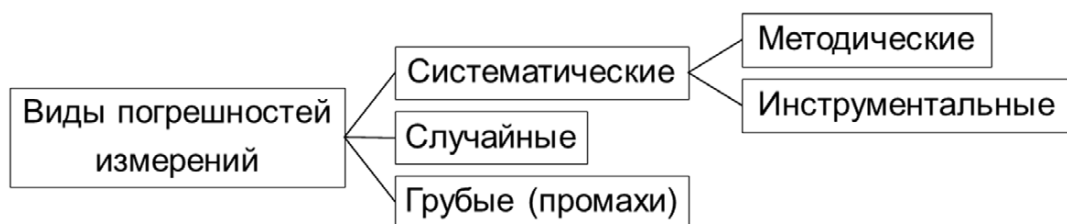


Рисунок 1.5 – Виды погрешностей в данных истории разработки

К систематическим погрешностям относят погрешности, которые при повторных измерениях остаются постоянными или изменяются по какому-либо закону. Систематические погрешности при измерении одним и тем же методом и одними и теми же измерительными средствами всегда имеют постоянные значения. К причинам, вызывающим их появление, относят погрешности метода и инструментальные погрешности [31]. Погрешности метода происходят вследствие

ошибок или недостаточной разработанности метода измерений. Инструментальные погрешности связаны с погрешностями средств измерения, вызванными погрешностями изготовления или фактическим износом составных частей измерительного средства [12, 49].

Случайная погрешность — составляющая погрешности измерения, изменяющаяся случайным образом в серии повторных измерений одной и той же величины, проведенных в одних и тех же условиях [11]. В появлении таких погрешностей не наблюдается какой-либо закономерности, они обнаруживаются при повторных измерениях одной и той же величины в виде некоторого разброса получаемых результатов. Случайные погрешности неизбежны, неустранимы и всегда присутствуют в результате измерения, однако их влияние обычно можно устранить статистической обработкой. Описание случайных погрешностей возможно только на основе теории случайных процессов и математической статистики. Математически случайную погрешность, как правило, можно представить белым шумом: как непрерывную случайную величину, симметричную относительно нуля, независимо реализующуюся в каждом измерении (некоррелированную по времени). Основным свойством случайной погрешности является возможность уменьшения искажения искомой величины путём усреднения данных. Уточнение оценки искомой величины при увеличении количества измерений (повторных экспериментов) означает, что среднее случайной погрешности при увеличении объёма данных стремится к нулю [11, 71].

Грубые погрешности — это погрешности, не характерные для технологического процесса или результата, приводящие к явным искажениям результатов измерения. Наиболее часто они допускаются неквалифицированным персоналом при неправильном обращении со средством измерения, неверным отсчетом показаний, ошибками при записи или вследствие внезапно возникшей посторонней причины. Они сразу видны среди полученных результатов, так как полученные значения отличаются от остальных значений совокупности измерений [31]. Если в процессе измерений удастся найти причины, вызывающие существенные отличия, и после устранения этих причин повторные измерения не

подтверждают подобных отличий, то такие измерения могут быть исключены из рассмотрения [39, 73, 92].

До использования данных истории для адаптации необходим анализ качества данных с выявлением достоверности и погрешностей замеров (рисунок 1.6). Погрешности измерений для разных типов данных учитываются в целевой функции параметром дисперсии данных  $\sigma^2$ , который находится в знаменателе целевой функции.

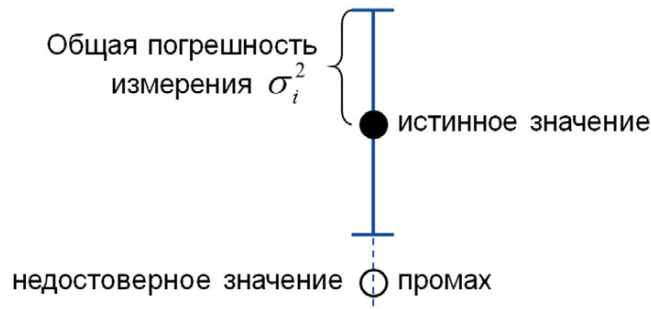


Рисунок 1.6 – Схематическое представление погрешности измерения физической величины

Таким образом, производится нормировка значений целевой функции на уровень погрешности в данных истории разработки. Степень доверия и достоверности исторических замеров можно учесть в целевой функции весовыми коэффициентами. Недостоверные данные должны быть исключены из процесса адаптации. Достоверность и уровень погрешности данных истории имеют большое значение для процесса адаптации и последующего прогноза (рисунок 1.7).

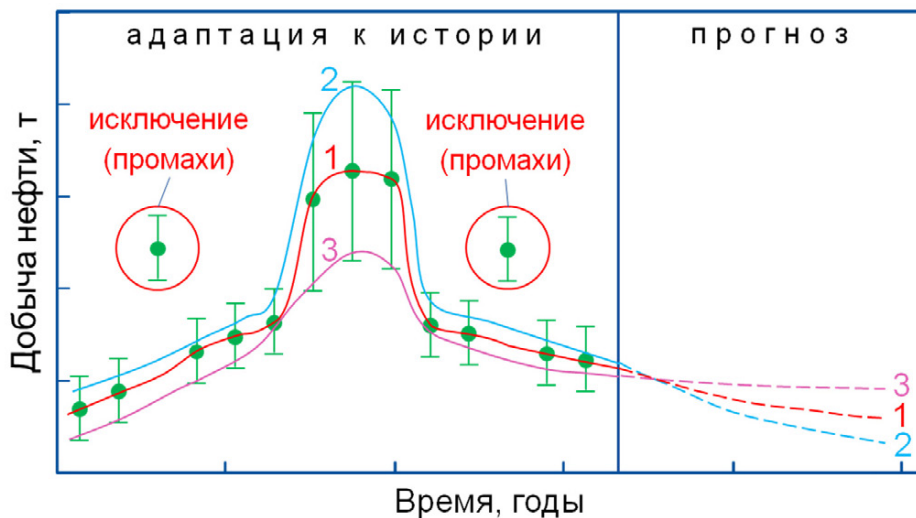


Рисунок 1.7 – Влияние разного уровня погрешностей данных истории разработки на адаптацию и прогноз

Без учета погрешностей (вариант 1, красная линия) вариант адаптации и прогноза получаются однозначными. Когда добавляется погрешность данных истории, показанная с помощью доверительных интервалов, то приемлемая адаптация достигается во всем диапазоне от случая 2 до случая 3. Соответствующая этим случаям вариативность появляется и на стадии прогноза. Таким образом, учет погрешностей позволяет охватить разнообразие вариаций прогноза. В свою очередь оценка разброса в прогнозе позволяет оценить риски и принять взвешенное решение по дальнейшей разработке месторождения.

Кроме погрешностей в данных истории существуют погрешности, связанные с самим процессом численного геолого-гидродинамического моделирования. Причиной погрешностей численного моделирования является дискретизация времени и пространства, то есть разбиение пространства на ячейки и времени на временные шаги.

Рассмотрим две группы погрешностей моделирования – численная дисперсия и погрешности за счет ориентации сетки модели. Численная дисперсия хорошо проявляется, например, в случае размытия фронта продвижения воды при вытеснении нефти в процессе заводнения [57, 100, 110, 121] (рисунок 1.8).

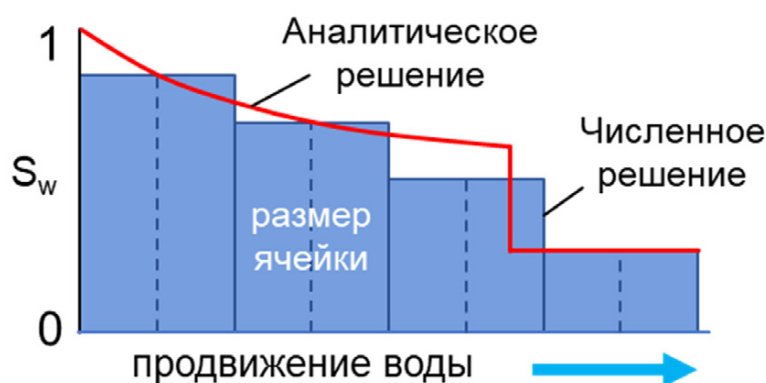


Рисунок 1.8 – Размытие фронта продвижения воды при численном моделировании по сравнению с аналитическим решением Баклея-Левверетта

Данный вид погрешности может приводить к раннему прорыву воды в модели и погрешностям в количестве добытого флюида. Степень влияния численной дисперсии зависит от моделируемого процесса и размера ячейки: чем крупнее ячейки, тем сильнее проявляется численная дисперсия.

Погрешности за счет ориентации сетки появляются при наличии потоков флюида одновременно в главном направлении ориентации сетки и в диагональном направлении [60, 74, 94, 121] (рисунок 1.9).

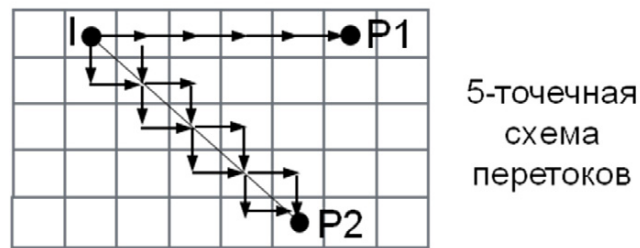


Рисунок 1.9 – Разная траектория потока нагнетаемой воды к двум скважинам, расположенном на одинаковом расстоянии [121]

В результате накопленная добыча нефти добывающих скважин будет разной, поскольку в случае прямого потока к скважине *P1* прорыв воды произойдет быстрее, чем в скважине *P2*, несмотря на то, что обе скважины находятся на одинаковом расстоянии от нагнетательной скважины *I*. Данный эффект проявляется при использовании пятиточечной схемы перетоков по ячейкам и может быть существенно снижен при использовании более совершенной девятиточечной схема перетоков (рисунок 1.10). В девятиточечной схеме перетоки происходят не только по граничащим ячейкам, но и через диагональные ячейки.

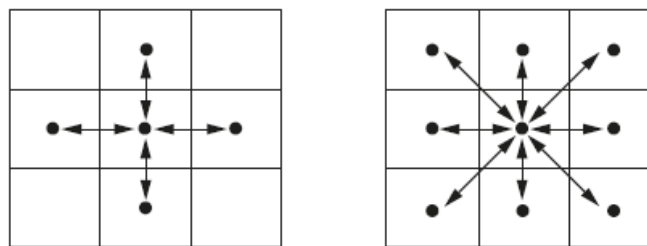


Рисунок 1.10 – Пятиточечная (слева) и девятиточечная (справа) схемы перетоков через ячейки [121]

Дополнительно к погрешностям моделирования можно отнести погрешности, появляющиеся при переходе от мелкочаистой модели к крупночаистой, то есть в результате апскейлинга. Один из методов учета данного вида погрешностей подробно описан в работе [116]. В частности, в статье показано, каким образом модифицируется целевая функция при адаптации крупночаистой модели, чтобы учесть погрешности, появившиеся в результате апскейлинга.

Таким образом, можно сделать следующие выводы относительно учета погрешностей при адаптации. Во-первых, до проведения адаптации необходима адекватная оценка уровня достоверности данных истории и погрешностей каждого типа данных. Целевая функция позволяет учесть погрешности для каждого компонента, входящего в его формулу. Во-вторых, необходимо понимать, что единственным видом погрешностей, от которых можно частично избавиться, являются грубые погрешности, легко выявляемые инженером по разработке месторождений углеводородов. Выявление и исключение недостоверных исторических данных из процесса автоадаптации является неотъемлемой частью качественной адаптации и достоверного прогноза на основе полученной модели.

### **1.5 Существующие подходы к выбору целевой функции**

В настоящее время разработаны и используются разные подходы к выбору целевой функции для процесса автоадаптации [14]. Их краткое описание приведено в таблице 1.1. Стоит отметить, что в подавляющем большинстве исследовательских работ, связанных с автоадаптацией, используются такие стандартные меры расхождения расчетных значений от исторических, как МНК и среднее квадратичное (СК).

В общем случае задача адаптации гидродинамической модели является оптимизационной задачей, которая может включать несколько конфликтующих целей. Как правило, в таких случаях цели объединяются в одну скалярную целевую функцию, которая в дальнейшем решается. Такой подход называется однокритериальной оптимизацией. Для задания разной значимости компонентам целевой функции используется присвоение весовых коэффициентов. Подбор весовых коэффициентов требует тщательного подхода, часто задается специалистом субъективно на основе доверия к данным того или иного измерения.

Преимуществами однокритериальной оптимизации является простота, поскольку одно число характеризует качество адаптации для всей модели.

Гибкость в данном подходе обеспечивается за счет весовых коэффициентов, которые применимы к объектам, компонентам целевой функции и временным шагам расчета. Безусловно значимым плюсом подхода является его реализация в подавляющем большинстве широко распространенных программ для геолого-гидродинамического моделирования месторождений углеводородов.

К недостаткам однокритериальной адаптации можно отнести отсутствие единого подхода к выбору компонентов целевой функции, способа нормировки и задания весовых коэффициентов.

Таблица 1.1 – Существующие подходы к выбору целевой функции

| <b>Подход</b><br><b>Описание</b>     | <b>Однокритериальная<br/>оптимизация</b>                                                                                                                               | <b>Многокритериальная<br/>оптимизация</b>                                                                                                                                                            |
|--------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Количество ЦФ                        | Одна                                                                                                                                                                   | Несколько                                                                                                                                                                                            |
| Математическое выражение невязки     | Наиболее используемы выражения в виде МНК и СК, единых требований нет                                                                                                  |                                                                                                                                                                                                      |
| Настройка влияния целей              | За счет весов внутри ЦФ                                                                                                                                                | За счет выбора и группирования ЦФ                                                                                                                                                                    |
| Учет погрешности разных типов данных | Возможен посредством нормировки невязок на погрешности измерений                                                                                                       |                                                                                                                                                                                                      |
| Преимущества                         | <ul style="list-style-type: none"> <li>– Простота,</li> <li>– Гибкость за счет весовых коэффициентов,</li> <li>– Реализован в большинстве программ для ГГДМ</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>– Гибкость за счет свободы выбора целей и их групп,</li> <li>– Не требуются весовые коэффициенты,</li> <li>– Нахождение Парето-оптимальных решений</li> </ul> |
| Недостатки                           | <ul style="list-style-type: none"> <li>– Нет единого подхода к выбору компонентов, способа нормировки, способов взвешивания</li> </ul>                                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>– Нет единого подхода к заданию и группированию целей,</li> <li>– Проклятие размерности,</li> <li>– Отсутствует в большинстве программ для ГГДМ</li> </ul>    |

Альтернативой данному подходу является многокритериальная оптимизация, в которой компоненты целевой функции рассматриваются как

отдельные целевые функции (критерии). Метод заключается в нахождении компромиссных, так называемых Парето-оптимальных решений (рисунок 1.11).

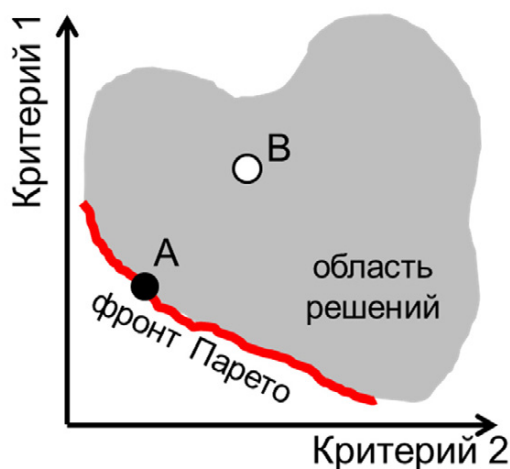


Рисунок 1.11 – Многокритериальная оптимизация и фронт Парето

Область решений в данном случае упорядочена в том смысле, что два произвольных решения связаны друг с другом двумя возможными способами: либо одно доминирует над другим либо не доминирует. Решение  $A$  доминирует над решением  $B$ , если одновременно соблюдаются два условия:

1. Решение  $A$  не хуже, чем  $B$  для значений всех критериев (целей),
2. Решение  $A$  превосходит  $B$  хотя бы по одному из критериев (целей).

В таком случае в выборе решения  $B$  нет смысла, поскольку решение  $A$  по всем параметрам не уступает, а по каким-то превосходит  $B$ . Таким образом, Парето-оптимальные решения невозможно улучшить относительно любой из целей, не ухудшив результат, по крайней мере, для одной из других целей [33]. Множество Парето-оптимальных решений называется фронтом Парето.

Основные цели многокритериальной оптимизации (рисунок 1.12):

1. Нахождение решений ближайших к фронту Парето,
2. Нахождение максимально разнообразных решений (вдоль фронта Парето).

Для качества прогноза важны как близость к фронту, так и разнообразие решений для оценки неопределенности прогноза. Одним из главных преимуществ многокритериальной оптимизации является отсутствие задачи присвоения весовых коэффициентов при задании целевой функции. Гибкость в данном подходе обеспечивается свободой задания набора целевых функций и их группирования.

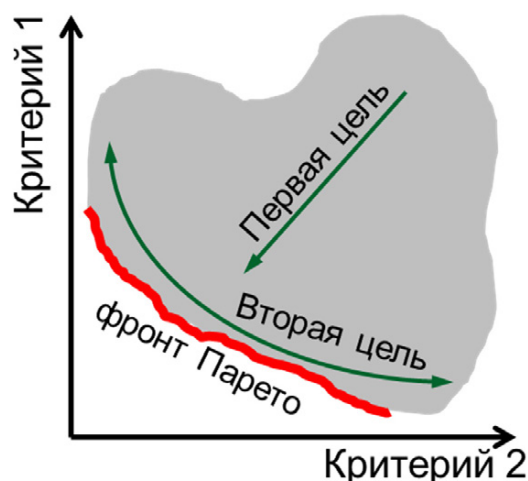


Рисунок 1.12 – Цели многокритериальной оптимизации:  
оптимальность и вариативность

Однако данный подход ограничен «проклятием размерности» в случае, когда целевых параметров много: дебиты, приемистости, пластовые давления, забойные давления, скин-факторы, коэффициенты проницаемости из ГДИС и прочее. Проклятие размерности – проблема, связанная с экспоненциальным возрастанием количества данных из-за увеличения размерности пространства [65]. Таким образом, исследование фронта Парето в многомерном пространстве становится гораздо менее эффективным [62, 77, 79, 97, 106]. В публикации [95] говорится, что эффективность многокритериальной оптимизации резко снижается при увеличении числа целей больше 3. В многомерном пространстве поиска решения имеют тенденцию быть не доминирующими, то есть не Парето-оптимальными, что в конечном итоге может свестись к простому стохастическому перебору в ущерб сходимости оптимизации. В этом случае используются методы понижения размерности [40, 83, 127, 144]. Одним из примеров решения является группирование целей [87, 90, 91, 104, 115, 118, 120, 125]. Однако не существует универсального решения, как именно компоновать цели.

Кроме существующих недостатков многокритериального подхода, данный вариант целевой функции отсутствует в большинстве современных коммерческих программ для построения геолого-гидродинамических моделей.

Рассмотрим подробнее, какие подходы к выбору целевой функции для автоадаптации известны из публикаций. Несмотря на то, что основная часть работ

по автоадаптации посвящена в первую очередь алгоритмам оптимизации, в литературе опубликовано ряд работ, в которых так или иначе исследуется вид используемой в адаптации целевой функции.

В публикации А.К. Бертолини [66] описывается комплексное изучение влияния восьми разных видов целевых функций на скорость и качество адаптации при однокритериальном подходе. Рассматриваемые целевые функции отличались нормировкой, способом взвешивания и математическим выражением невязки. Лучший результат показали выражения в виде МНК и метода наименьших модулей (МНМ). В работе Р.У. Речунгура [124] описывается адаптация модели реального месторождения на данные истории разработки и данные сейсморазведки. Используется единая ЦФ в виде МНК, суммирующая невязки по добыче и по сейсмике, компонентами выбраны дебиты, приемистости и забойные давления для добывающих и нагнетательных скважин, все весовые коэффициенты равны единице. В статье сравниваются 16 алгоритмов оптимизации, приходя к выводу, что невозможно выбрать один алгоритм, как лучший и универсальный, несмотря на стремительное развитие предметной области в последние 20 лет. В исследовании Р. Бута [68] используется единая целевая функция в виде МНК, включающая компоненты исследуемой и наблюдательной скважин в рамках гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Для корректного учета влияния данных каждой скважины необходимо использовать нормировку данных на погрешности и применять весовые коэффициенты. Протестированы различные способы нормировки, и оценено их влияние на адаптацию давлений. Путем определения какой уровень погрешности измерений, заложенных в нормировку целевой функции, дает лучшую интерпретацию результатов ГДИС, исследователи сделали вывод о допустимом уровне шума в ходе проведения ГДИС. В работе А. Шакарами [131] применена единая целевая функция в виде СК, нормированная на разницу между максимальным и минимальным измеренным значением для каждой скважины и компонента. В публикации З. Бозаркуны [69] предложено использование метрики Хаусдорфа в качестве целевой функции. Данный подход позволяет учитывать как среднее расхождение расчета с историей, так и

максимальное расстояние между исторической и расчетной кривой. Недостатком метода является чувствительность к выбросам в данных.

Значительное количество публикаций посвящены исследованиям по оптимальному заданию и группированию целей для адаптации посредством многокритериального подхода. Впервые многокритериальный подход к выбору целевой функции для автоадаптации геолого-гидродинамической модели был применен в работе Р.Ф. Шульц-Ригерт [130] в сочетании с Парето-усиленным эволюционным алгоритмом оптимизации. Адаптация проводилась в два цикла с постепенным ограничением количества полученных моделей и поиском Парето-оптимальных решений. Р. Ферраро в своей работе [85] сравнил результаты применения эволюционных оптимизационных алгоритмов к адаптации модели реального месторождения посредством однокритериального и многокритериального подхода. Качество результирующей адаптации оказалось почти одинаковым. В работе [81] предложено разделение целевой функции в виде квадратичной ошибки на компоненты и отдельная оптимизация зон коллектора градиентными методами. Основной упор в работе сделан на преимущества применения алгоритма оптимизации. В исследовании [75] учеными сравнивается однокритериальная и многокритериальная адаптация методом роя частиц применительно к модели месторождения в Западной Сибири, состоящей из примерно 100 скважин и имеющей более 10 лет истории разработки. Цели в многокритериальном подходе выбраны на основе выделенных групп скважин, по дебитам нефти, воды, а также использованы суммарные критерии по месторождению. Итогом сравнения стало превосходство результатов многокритериальной адаптации по скорости и вариативности полученных решений для использованной модели месторождения. В работе [136] применяются две целевые функции, одно из которых выражает расхождение с данными добычи, вторая с данными 4D сейсморазведки. Оптимизация методом ближайшего соседа, модифицированного под многокритериальную оптимизацию, и концепция фронта Парето позволили адаптировать рассматриваемую синтетическую модель. Подчеркивается, что многокритериальный подход будет иметь преимущество,

только если минимумы каждой из целей достижимы при разных значениях настроечных параметров модели. В итоге многокритериальный подход оказался более вычислительно затратным, но дал более удовлетворительный результат адаптации. В публикации [119] предлагается многокритериальная адаптация в составе со сложным алгоритмом подготовки к расчетам с использованием настроечных коэффициентов для используемого эволюционного алгоритма. Для учета сейсмических данных используется средняя квадратичная форма ошибки. Одним из заключений данной работы является то, что результат многокритериальной адаптации в предлагаемой сложной схеме расчета будет лучше, чем подход единой целевой функции. При этом в самой работе не приводится сравнений с результатами однокритериальной адаптации. В работе [55] для многокритериальной оптимизации использовано выражение квадратичной ошибки со знаком, цели выбраны на основе инженерных суждений об изучаемой модели. Кроме того, в процесс оптимизации включена целевая функция для интеграции данных 4D сейсморазведки. В исследовании [96] изучалось влияние выбора целей на адаптацию модели и прогноз работы пласта. При однокритериальном подходе в качестве компонентов целевой функции использованы забойные давления, обводненности и газовый фактор добывающих скважин. При многокритериальном подходе изучалась эффективность использования 2 целей и 18 целей. Разные группирования целей дали довольно разные результаты по вариативности и по качеству адаптации. Подчеркивается важность знаний инженера по разработке месторождений, который мог бы на основе своего понимания выбрать группы целей. По скорости нахождения решения подход с единой целевой функцией показал себя лучше. В работе [86] в качестве целей были выбраны квадратичные расхождения со знаком по следующим параметрам: дебит нефти, дебит воды и забойные давления. С учетом количества скважин и групп получилось 66 целевых функций. Уровень погрешности измерений для забойных давлений задан выше, чем для дебитов нефти поскольку точность замеров забойных давлений ниже. Дебит нефти был задан в качестве контролирующего параметра при гидродинамическом расчете модели. Важным

выводом в работе является то, что для оценки качества адаптации одного лишь значения целевой функции недостаточно, и требуется учитывать получившиеся профили добычи и показатели работы скважин по отношению к историческим данным. В статье [95] представлен новый способ группирования целей в зависимости от анализа конфликта между целями, полученного на ограниченном наборе исходных решений. Способ применен на синтетической модели и модели реального месторождения с целью улучшения результатов адаптации. Одним из итогов работы становится вывод о том, что при группировании, обеспечивающем более низкое значение конфликта целей, результат адаптации будет более быстро достижимый и качественный. В исследовании [54] подчеркивается усложнение и снижение эффективности оптимизации при одновременном использовании большого количества целевых функций. Цели имеют вид квадратичного отклонения со знаком, нормированного на максимально допустимое отклонение по цели, таким образом значение 1 используется как пороговое для суждения об удовлетворительной адаптации по каждой цели. Добавление одной целевой функции в данной работе улучшило качество адаптации, планируются дальнейшие углубленные исследования. В работе Ж. Карнейру [72] используется 12 целей для адаптации синтетической модели с сохранением геостатистических взаимосвязей. Модель разбивается на зоны, в пределах которых группируются цели, создаются локальные фронты Парето, далее производится несколько этапов ранжирования целей и составление сложной схемы многоцелевой адаптации.

## **1.6 Выводы по разделу 1**

В настоящем разделе были приведены теоретические основы адаптации геолого-гидродинамической модели, описана роль целевой функции в решении оптимизационной задачи, а также представлен обзор существующих подходов к выбору целевой функции для автоадаптации модели. Были описаны и

проанализированы основные особенности подходов, их преимущества и недостатки, а также опыт их применения, описанный в литературе.

Как видно из публикаций по существующим подходам к выбору целевой функции, в настоящее время не исчерпана задача создания в той или иной степени универсального, единого способа выбора целевой функции, который бы был относительно прост, прозрачен, гибок, практичен с инженерной точки зрения. Учитывая рассмотренные преимущества и недостатки однокритериального и многокритериального подходов, предпочтение в диссертационной работе отдается подходу с единой целевой функцией. Кроме простоты и гибкости подхода за счет возможности использования трех видов весовых коэффициентов важно, что данный подход реализован в большинстве широко распространенных программ для геолого-гидродинамического моделирования, которыми пользуются инженеры проектных, научно-исследовательских и недропользовательских организаций.

Выбор компонентов целевой функции, способа нормировки и способа задания весовых коэффициентов для получения наиболее эффективного вида целевой функции для автоадаптации являются одними из главных задач настоящего диссертационного исследования. Стоит отметить, что выбранный подход не исключает применение концепции фронта Парето для оценки результатов адаптации.

## **2 Создание и подготовка синтетической геолого-гидродинамической модели к вычислительным экспериментам**

В данном разделе описывается синтетическая ГГДМ, созданная автором для проведения вычислительных экспериментов с целью изучения влияния вида целевой функции на автоадаптацию. Приводится обоснование выбора параметров адаптации, описывается выбранный алгоритм оптимизации. Описывается выбор критериев качества адаптации, демонстрируется их взаимосвязь с целевой функцией. Вводится определение эффективности целевой функции для решения задачи адаптации. Описана подготовка модели к расчетам.

Синтетическая модель основана на гипотетических данных, заданных автором с опорой на реально существующие аналоги нефтяных месторождений. Использование синтетической численной модели является неотъемлемой частью вычислительных экспериментов. Во-первых, это связано со скоростью расчета модели, которая у синтетического варианта, как правило, в сотни раз быстрее. Во-вторых, при создании синтетической модели исследователю известны «истинные» значения параметров модели, при которых получены исходные динамические показатели работы скважин и месторождения. Знание истинных значений параметров модели делает возможным объективную оценку результатов адаптации, поскольку их можно сравнить с эталонным расчетом. В случае модели реального месторождения такого точного инструмента нет. В синтетической модели роль данных истории разработки месторождения играют показатели, полученные при расчете с истинными значениями параметров адаптации. В-третьих, при создании и использовании синтетической модели исследователь может быть уверен, что в данной модели не заложены грубые ошибки и недочеты, которые нередко могут встречаться в моделях реальных месторождений углеводородов в виду их сложности и наличия неопределенностей. В то же время синтетическая ГГДМ подчиняется тем же физическим законам и содержит такие же основные элементы, как и модель реального месторождения.

## 2.1 Описание синтетической модели

Разработанная автором синтетическая модель построена в одном из наиболее распространенных в нефтяной отрасли программных комплексов Petrel компании «Шлюмберже». Все гидродинамические расчеты диссертационного исследования производились с помощью программы Eclipse той же компании. Созданная модель получила название SRM-6, что является аббревиатурой с английского Synthetic Reservoir Model, цифра 6 указывает на количество скважин в модели [18].

Для построения ГГДМ залежи нужны исходные данные разных типов, такие как геолого-геофизические, пространственные, фильтрационно-емкостные, технологические и так далее [1, 2, 25, 26, 28, 47]. Синтетическая модель должна быть основана на синтетических данных, то есть на гипотетических, но с опорой на реальность и существующие аналоги.

Минимальный набор данных для построения ГГДМ включает в себя:

- Координаты структурной поверхности кровли и подошвы пласта;
- Координаты плоскости разлома (при наличии);
- Координаты и траектории скважин;
- Описание типа заканчивания скважин;
- Геофизические каротажи по скважинам;
- Отбивки целевого пласта;
- Петрофизические зависимости;
- Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллектора;
- Термодинамические свойства (PVT данные) для пластовых флюидов;
- График бурения и ввода скважин в эксплуатацию;
- Технологические режимы и параметры работы скважин;
- Прочие данные.

Построение ГГДМ является комплексной задачей, состоящей из множества этапов. Сначала строится статическая геологическая модель в следующей очередности этапов:

1. Создание границы модели;
2. Создание структурной поверхности кровли пласта;
3. Создание скважин;
4. Создание геофизических каротажей и отбивок;
5. Построение структурной поверхности подошвы пласта;
6. Задание разлома и геометрического каркаса (3D грида);
7. Задание зеркала свободной воды;
8. Расчет ФЕС по скважинам;
9. Задание кубов ФЕС;
10. Задание пластовых флюидов;
11. Задание кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП);
12. Задание сжимаемости породы;
13. Задание заканчивания скважин.

Коротко опишем этапы создания синтетической ГГДМ.

Сначала заданы границы модели в виде прямоугольника размером 1800 на 2400 метров, ориентированного меньшей стороной в направлении с юга на север.

Структурная поверхность кровли моделируемого пласта задана в виде типичной куполообразной антиклинальной складки на основе 10 пространственных координат точек, через которые должна пройти заданная поверхность (рисунок 2.1).

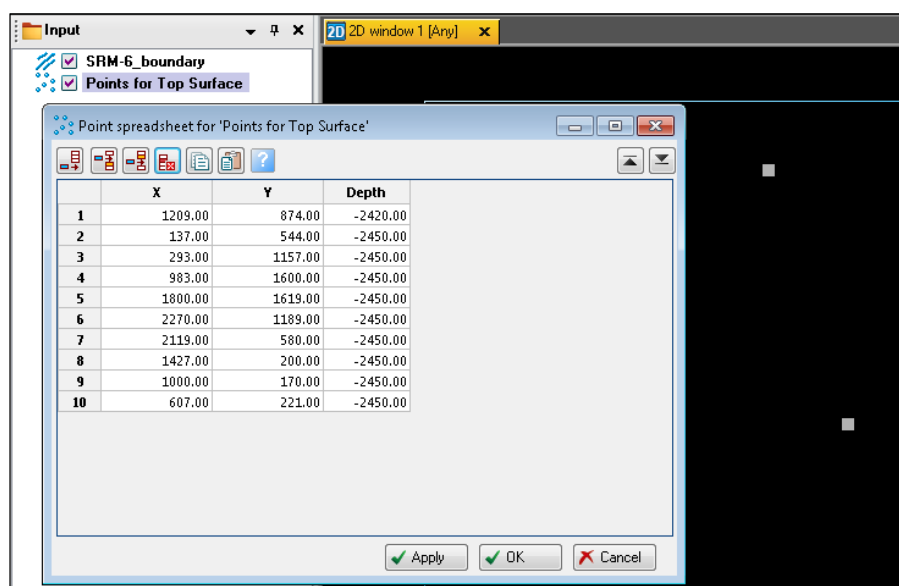


Рисунок 2.1 – Создание структурной поверхности кровли пласта для модели

Далее создано 6 вертикальных скважин, из которых 3 будут добывать нефть, остальные 3 будут нагнетать в пласт воду для поддержания пластового давления. Таким образом, имитируется разработка залежи методом заводнения, что является стандартной и широко распространенной практикой. Для создания скважин использовались координаты  $X$  и  $Y$ , а также задавалась глубина скважин.

Каждой скважине присвоены кривые каротажа самопроизвольной поляризации (ПС, SP), основанные на каротажах реальных скважин одного из нефтяных месторождений Западной Сибири. Данный вид каротажа будет основой для расчета фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора. Поскольку форма каротажа связана в том числе с обстановкой осадконакопления моделируемого пласта, стоит отметить, что в модель заложена прибрежно-морская обстановка осадконакопления по аналогии с тем же реальным месторождением. Отбивки глубин кровли (*Top*) и подошвы (*Bottom*) пласта-коллектора произведены по значению параметра  $\alpha$ -ПС равного 0.5, что соответствует середине между линиями глин и песков на каротаже (рисунок 2.2). По результатам интерпретации толщина целевого пласта изменяется в пределах от 11 до 14 метров.

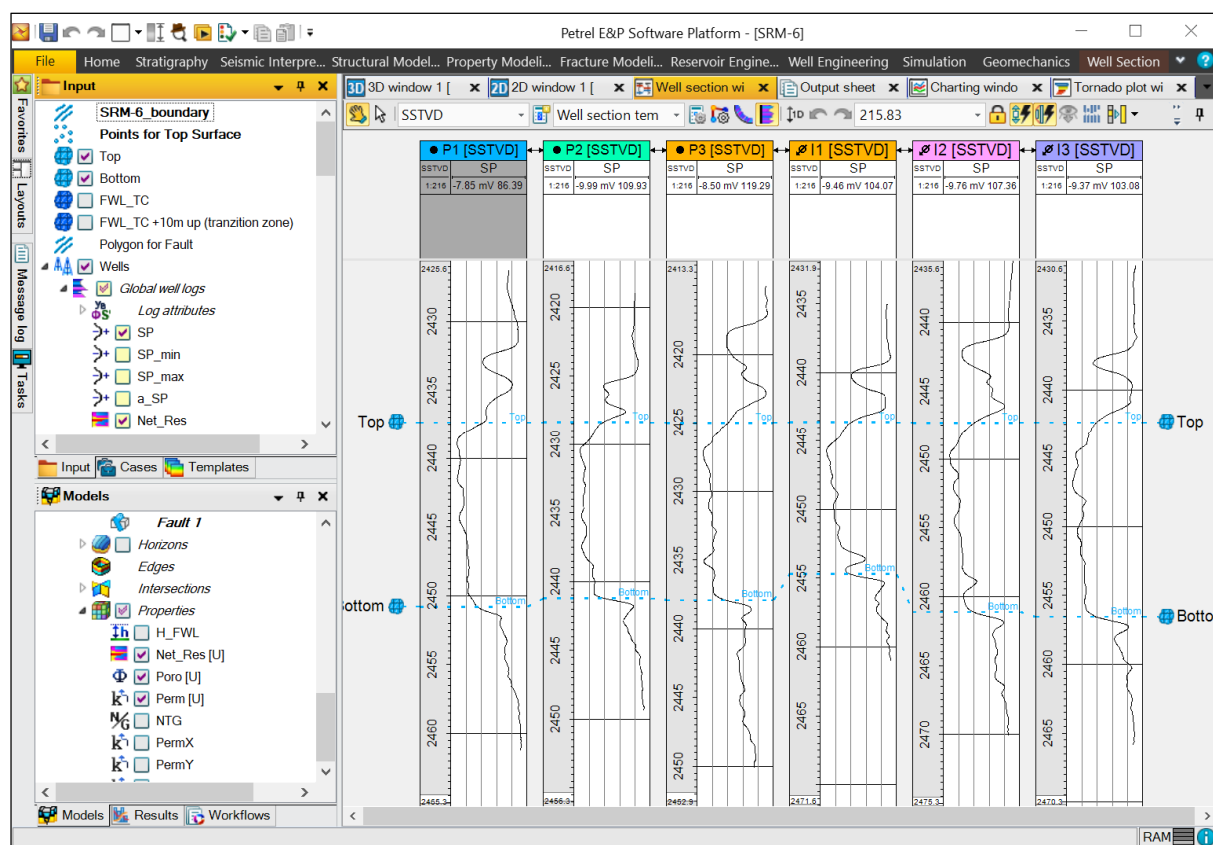


Рисунок 2.2 – Создание структурной поверхности кровли пласта для модели

Структурная поверхность подошвы пласта создана путем копирования поверхности кровли, переноса на уровень отбивок подошвы и последующего автоматического корректирования формы поверхности подошвы таким образом, чтобы она проходила через отбивки подошвы, сделанные на основе каротажа ПС.

Плоскость будущего вертикального разлома, простирающегося в направлении с севера на юг, задана в 3D окне программы на основе координат моделируемой плоскости (рисунок 2.3). После этого создан геометрический каркас (3D грид) будущей модели. Размер ячеек в горизонтальном направлении выбран 100 на 100 метров, что соответствует распространенной практике при создании ГГДМ. При разбивке модели на ячейки в вертикальном направлении задано 15 слоев, что означает толщина ячейки будет в среднем 0.8 метра.

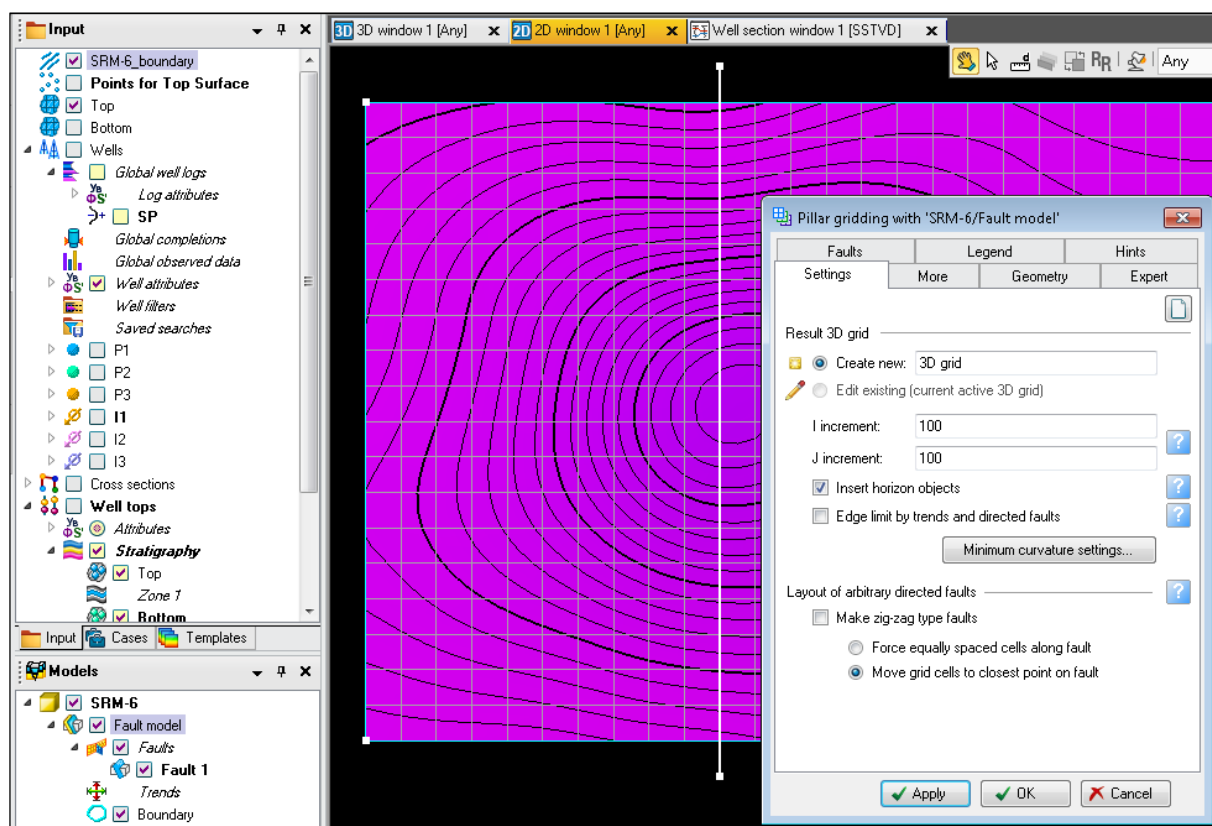


Рисунок 2.3 – Задание разлома и геометрического каркаса для модели

Одной из важнейших и наиболее распространенных сложностей при разработке месторождений углеводородов является наличие воды в пластах-коллекторах совместно с нефтью. Из-за разницы плотностей в пределах одного коллектора вода занимает более низкое положение, а нефть и газ идут следом выше. Работает принцип гравитационного разделения флюидов. Информация о глубине

расположения контактов флюидов является критичной для эффективной добычи малообводненной нефти. К сожалению, на практике уровень контакта в разных скважинах может отличаться и в целом содержит в себе неопределенность, поскольку единственным точным методом определения контакта флюидов является получение притока с конкретных глубин на поверхности. Ввиду важности такого параметра, как глубина контакта флюидов, в синтетической модели задано два типа флюидов – нефть и вода. Водонефтяной контакт (ВНК) моделируется посредством задания уровня зеркала свободной воды (ЗСВ) и J-функции, которая математически описывает капиллярные свойства коллектора, в соответствии с которыми рассчитывается водонасыщение переходной зоне от ЗСВ до ВНК [3, 36, 41, 108]. Таким образом, разница в глубине ЗСВ и ВНК равна высоте капиллярного поднятия воды в соответствии со значением J-функции в каждой ячейке. В свою очередь, значение J-функции зависят от поверхностного натяжения между типами флюидов, смачиваемости и фильтрационно-емкостных свойств коллектора, разности плотностей флюидов и высоты над ЗСВ. По этой причине необходимо было создать куб свойств модели  $H\_FWL$  со значениями высоты ячейки над ЗСВ (рисунок 2.4). Данный куб пригодится при расчете куба J-функции ( $J_f$ ).

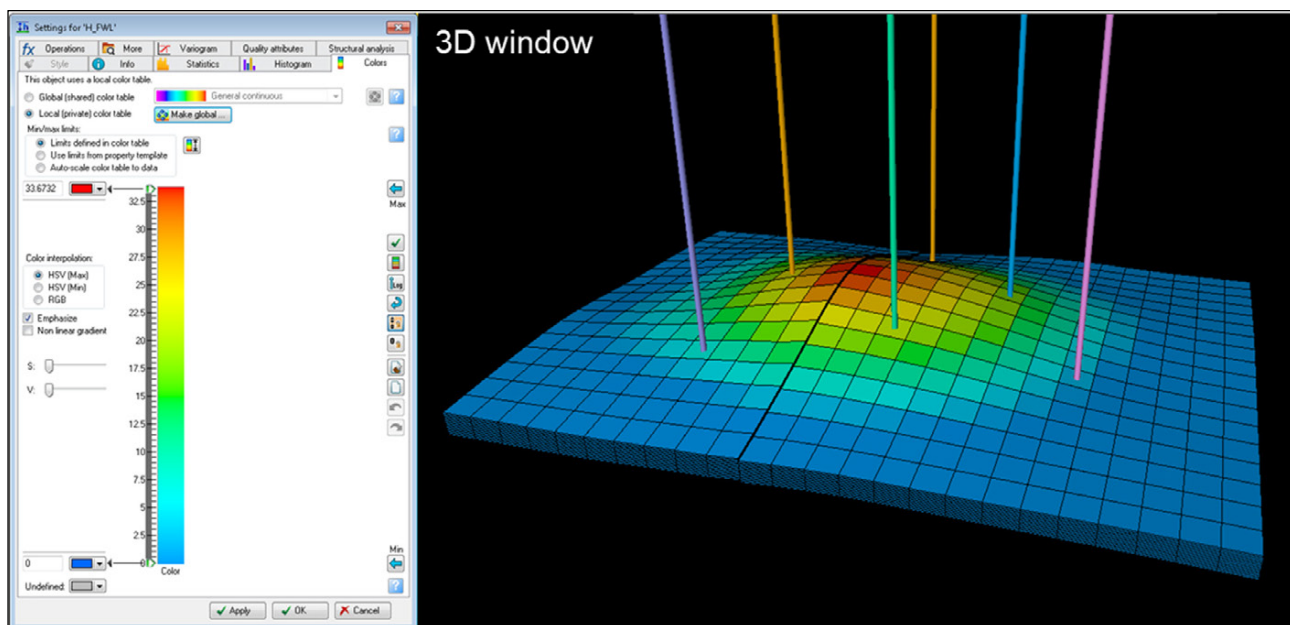


Рисунок 2.4 – Куб свойств модели со значениями высоты ячейки над ЗСВ

Одной из ключевых задач при создании ГГДМ является расчет ФЕС по скважинам на основе интерпретации имеющихся геофизических каротажей и их

привязки к результатам лабораторных исследований керна, то есть с опорой на петрофизическое обоснование ГИС [27, 32, 42, 52] (рисунок 2.5).

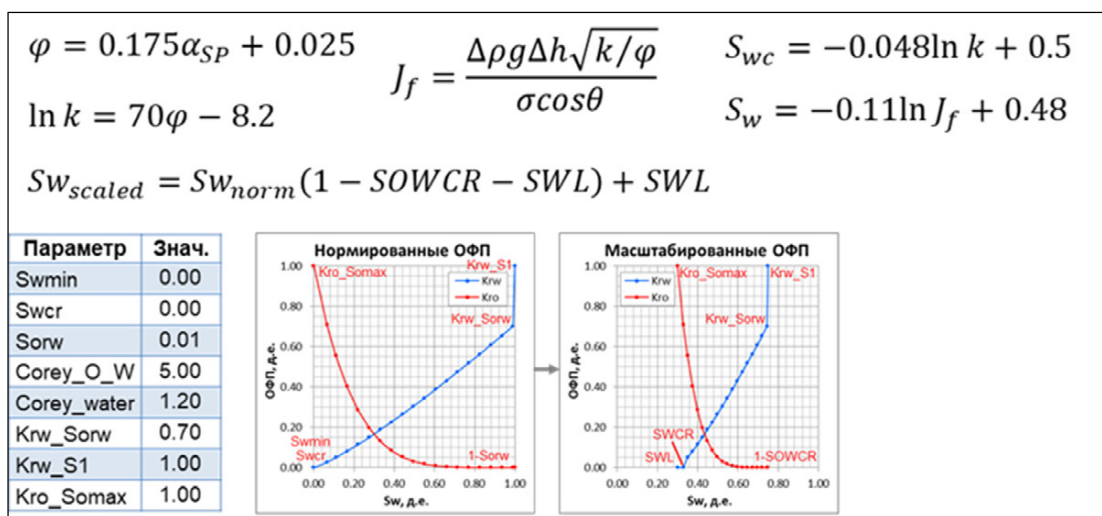


Рисунок 2.5 – Петрофизические зависимости для построения SRM-6

В каждой скважине выделен интервал коллектора, рассчитана пористость и проницаемость.

Следующим важным этапом является создание кубов свойств модели на основе скважинных данных, методов петрофизического и фациального моделирования [24]. Сначала производится перенос рассчитанных свойств с дискретизацией на ячейки модели (апскейлинг свойств). Затем строятся сами кубы свойств. Часть кубов, такие как J-функция и разные виды водонасыщенности, создается с помощью калькулятора свойств для 3D объектов (рисунок 2.6).

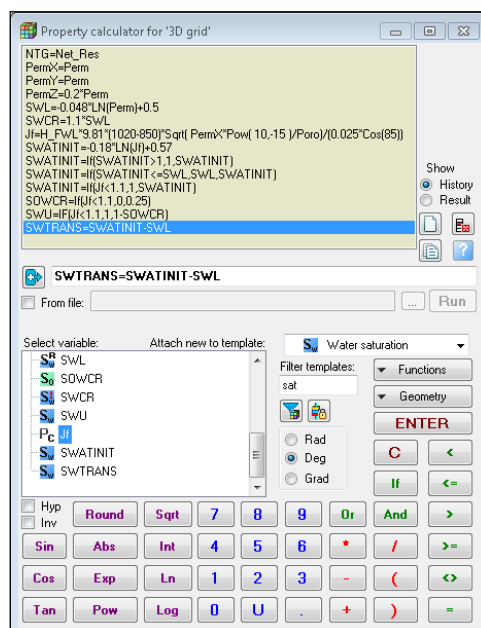


Рисунок 2.6 – Расчет кубов свойств с помощью 3D калькулятора

Результат создания всех необходимых кубов свойств для построения синтетической ГГДМ на примере нагнетательной скважины *II* показан в окне профилей скважин на рисунке 2.7.

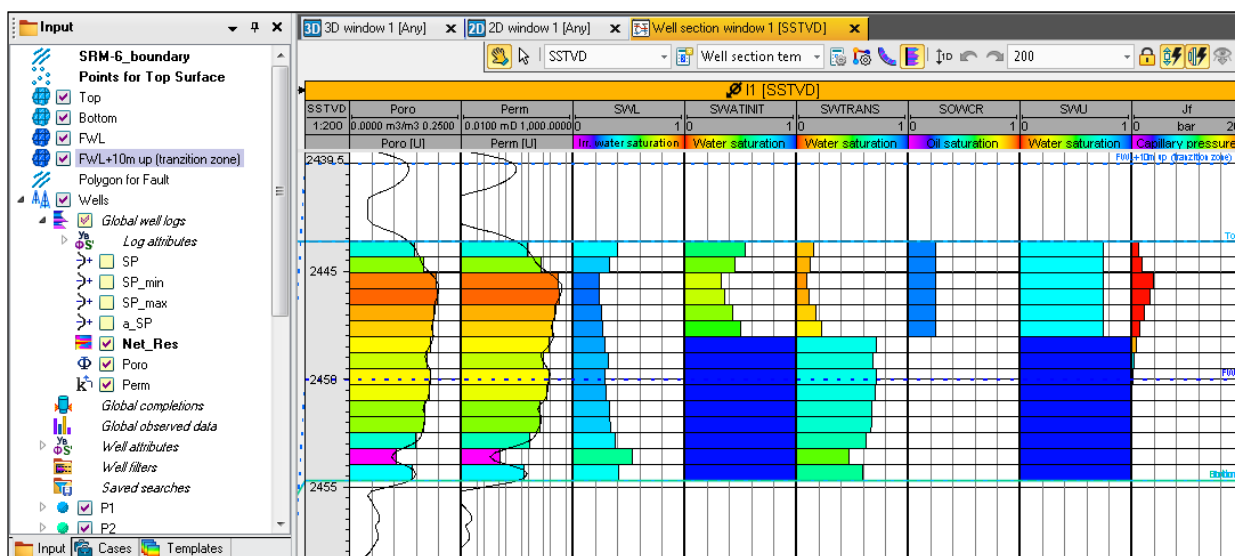


Рисунок 2.7 – Окно профилей скважин с кубами свойств для скважины *II*

Таким образом на данном этапе имеются следующие кубы свойств: пористость, проницаемость, J-функция, остаточная нефтенасыщенность, связанная, начальная, максимальная и подвижная водонасыщенности.

Для насыщения модели коллектора пластовыми флюидами задаются типы флюидов, их термодинамические свойства (PVT свойства) и корреляции, учитывающие изменение свойств в зависимости от изменения пластовой температуры и давления в процессе разработки месторождения [59, 117]. Кроме этого, указываются начальные термобарические пластовые условия (рисунок 2.8).

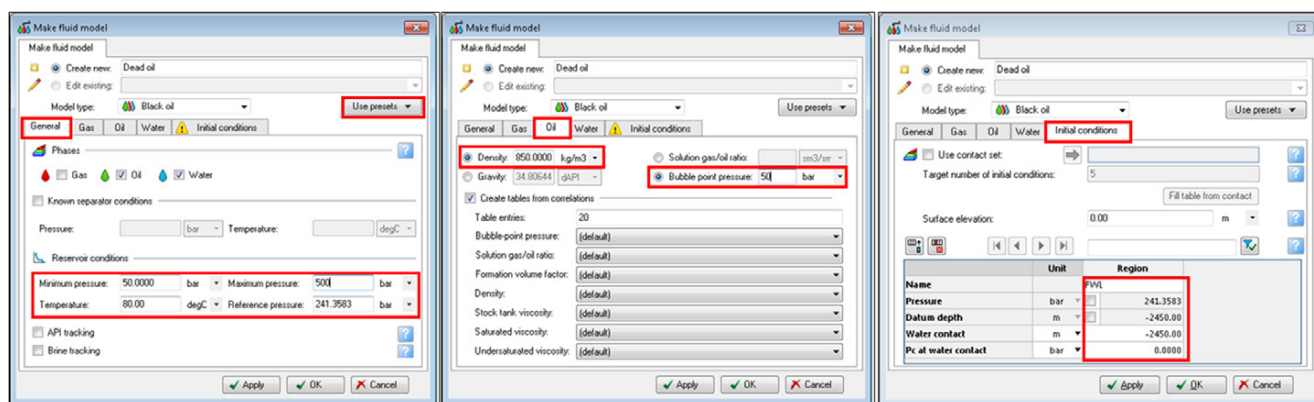


Рисунок 2.8 – Окна задания свойств пластовых флюидов

В гидродинамических симуляторах для описания процессов трёхфазной фильтрации в пласте (вода, нефть, газ) широко используется изотермическая

модель нелетучей нефти (модель black oil), предложенная в 1936 году М. Маскетом и М. Миресом [34]. В модели нелетучей нефти предполагается, что флюид состоит из пластовой нефти, растворенного газа и воды. Также предполагается, что пластовая нефть и растворенный газ могут смешиваться в любых пропорциях [9]. В модели SRM-6 заданы две свободные фазы – вода и нефть. Наличие растворенного в нефти газа учитывается посредством газосодержания.

Корректный учет двухфазной (нефть и вода) фильтрации флюида возможен только при наличии в модели зависимостей относительных фазовых проницаемостей (ОФП) от водонасыщенности [30, 50]. Данные ОФП получают в результате специальных лабораторных исследований на образцах керна, выбуренного из пласта-коллектора [4]. Существуют различные математические модели для аппроксимации зависимостей ОФП [46, 64, 80, 98, 132]. Одной из наиболее часто используемых является модель степенной аппроксимации Кори [70, 76, 105]. Поскольку ОФП зависят от значений остаточной нефтенасыщенности и связанной водонасыщенности в каждой ячейке, изначально задаются нормированные кривые ОФП, которые в процессе последующего гидродинамического моделирования масштабируются на значения указанных параметров в ячейках (рисунок 2.9).

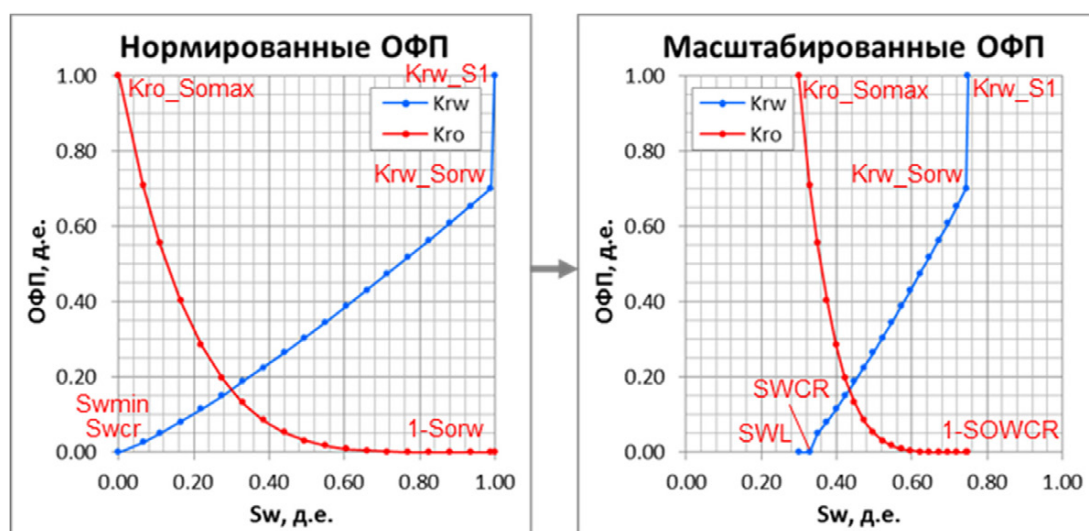


Рисунок 2.9 – Кривые ОФП по Кори, заданные для SRM-6

Одним из обязательных параметров при создании ГГДМ является коэффициент сжимаемости породы. Для SRM-6 выбрана одна из стандартных моделей сжимаемости, соответствующая сцементированному песчанику.

Для создания гидродинамической связи между созданными ранее скважинами и пластом-коллектором необходимо задать тип заканчивания скважин. Для синтетической ГГДМ выбран наиболее распространенный тип заканчивания скважин: эксплуатационная обсадная колонна спускается до низа интервала коллектора, цементируется на месте, затем перфорируется [43]. На этом этапе построение геологической основы ГГДМ завершено.

После построения геостатической модели задаются режимы и графики работы скважин, рабочие забойные давления добывающих и нагнетательных скважин, параметры компенсации отборов флюида и прочие динамические параметры, описывающие стратегию разработки месторождения.

Сначала необходимо рассчитать модель с истинными значениями ее параметров для того, чтобы получить эталонную модель (*Truth Case*). Для этого нужно рассчитать модель в режиме «на прогноз» с заданными забойными давлениями во всех скважинах (рисунок 2.10). Период разработки ограничен датами с 01.01.2010 по 01.01.2017, в общей сложности семь лет.

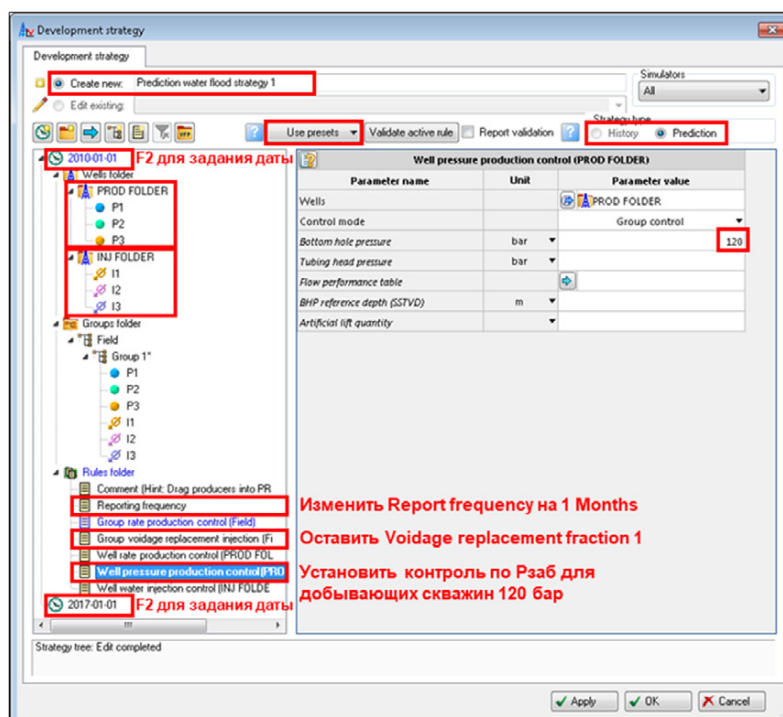


Рисунок 2.10 – Задание стратегии разработки для *Truth Case*

После расчета модели полученные показатели работы скважин и месторождения, такие как дебиты, приемистости, забойные и пластовые давления, выгружаются из модели и сохраняются в качестве исторических данных по

месторождению. При задании целевой функции и адаптации модели часть исторических данных используются в качестве контролирующего параметра (контроль по жидкости), другая часть используется для вычисления расхождений расчетных показателей работы скважин от исторических (эталонных).

Сводные характеристики созданной синтетической ГГДМ для вычислительных экспериментов перечислены ниже.

- Название SRM-6;
- Размер модели в плане 1800 x 2400 метров;
- Толщина пласта 11-14 метров;
- Средняя проницаемость коллектора 46 мД;
- Грид 18 x 24 x 15, всего 6480 ячеек;
- 6 скважин (3 добывающие, 3 нагнетательные);
- Имитируется разработка залежи нефти методом заводнения (7 лет истории);
- Размер модели 5 Мб без расчета гидродинамики;
- Один расчет модели длится около 24 секунд;
- Модель удобна для вычислительных экспериментов.

Изображение построенной модели в 3D окне представлено на рисунке 2.11.

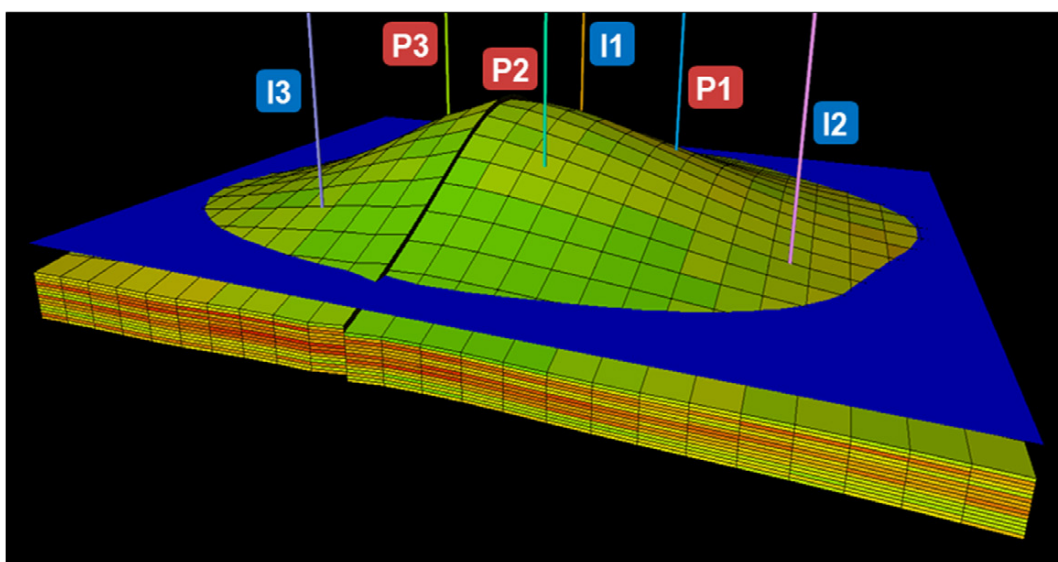


Рисунок 2.11 – Вид куба пористости, ЗСВ и скважин SRM-6 в 3D окне

На рисунке 2.12 показана модель в плане, на котором хорошо видны внешний и внутренний контуры водонефтяного контакта, взаимное расположение скважин и их назначение, а также наличие разлома.

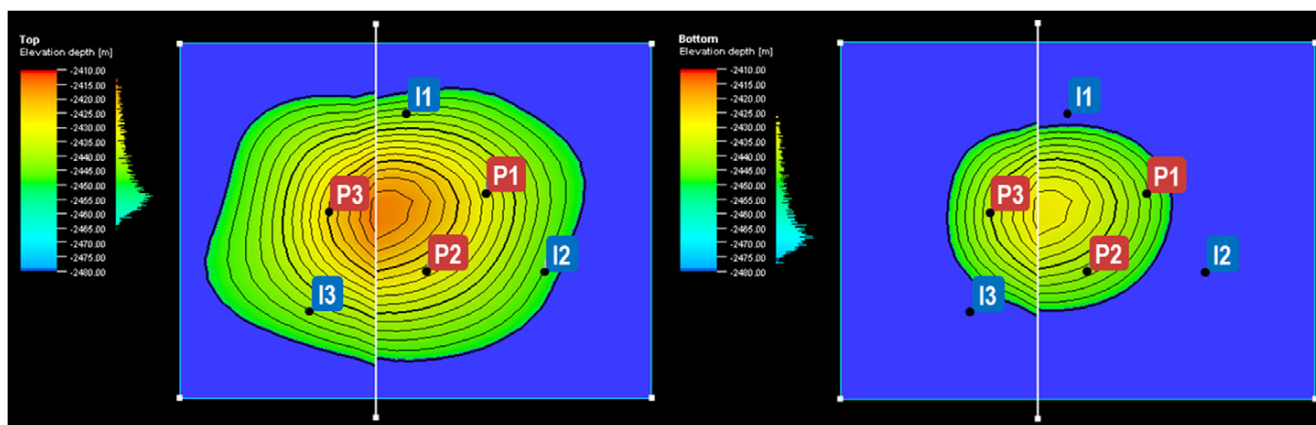


Рисунок 2.12 – Вид модели в плане (слева кровля, справа подошва пласта)

Слева показана структурная поверхность кровли целевого пласта, справа изображена поверхность подошвы. Модель в разрезе по линии с запада на восток показана на рисунке 2.13.

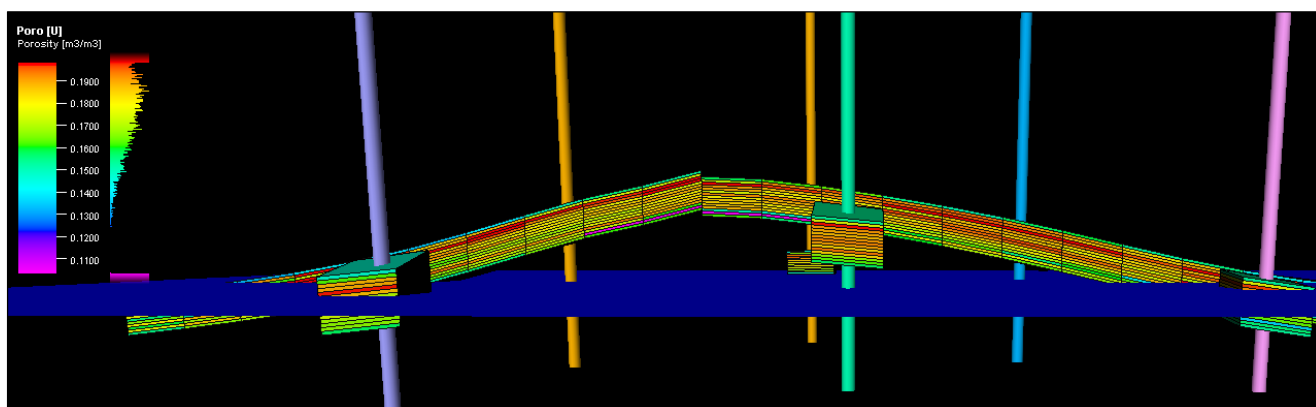


Рисунок 2.13 – Разрез модели по линии с запада на восток

Видно распределение пористости по ячейкам модели, а также расположение скважин относительно уровня зеркала свободной воды.

## 2.2 Параметры адаптации

До начала процесса адаптации модели необходимо выполнить параметризацию, то есть из множества параметров модели выбрать именно те, за счет настройки которых оптимизационный алгоритм будет находить решения, обеспечивающие корректное воспроизведение исторических данных. Если бы вычислительные мощности не были бы ограничены, то для оптимизации можно

было бы задать весь набор всевозможных параметров адаптации, в истинных значениях которых существует некоторая неопределенность, а затем найти решения с помощью простого стохастического перебора комбинаций (метод Монте Карло). Поскольку описанный выше пример носит чисто гипотетический характер, инженеру по моделированию разработки реального месторождения необходимо выбрать те параметры, которые обладают наибольшей неопределенностью и в то же время существенно влияют на динамику течения флюида в пласте. Ограничение числа настроечных параметров адаптации до наиболее значимых дает возможность модели быть успешно адаптированной на практике в рамках разумных временных затрат. Выявление, оценка и оцифровка неопределенностей являются важными этапами в построении геолого-гидродинамической модели [10, 29, 143].

Для решения задачи параметризации возможно применение двух основных подходов [20]. Первый подход основан на теоретическом анализе взаимосвязи параметров модели с законом течения флюида. Процесс нестационарной трехмерной фильтрации через пористую среду многофазной многокомпонентной смеси, состоящей из  $n_l$  фаз и  $n_c$  компонентов через пористую среду, описывается законом сохранения массы и законом Дарси [78, 134] на основе уравнений в частных производных (формулы 2.1-2.3).

$$-\sum_{l=1}^{nl} \operatorname{div}(\rho_l \bar{v}_l) = \frac{\partial}{\partial t} \left( m \sum_{l=1}^{nl} s_l c_{lj} \rho_l \right) + \sum_{l=1}^{nl} q_l \alpha_{lj}, \quad (2.1)$$

$$\bar{v}_l = -\frac{k_l}{\mu_l} (\nabla p_l - p_l \bar{G} \nabla z), \quad (2.2)$$

$$\sum_{l=1}^{nl} s_l = 1, \quad (2.3)$$

где  $t$  – время,  $x, y, z$  – декартовы координаты,  $m$  – пористость, индекс  $l = \{o, w, g\}$  означает фазу, – нефть, воду и газ соответственно. Для фаз используются обозначения:  $\rho$  – плотность,  $\bar{v} = (v_x, v_y, v_z)$  – скорость,  $p$  – давление,  $\mu$  – вязкость,  $s$  – насыщенность фазой;  $k$  – тензор фазовой проницаемости,  $q$  – интенсивность источника,  $\alpha_{lj}$  – массовая доля компонента  $j$  в фазе  $l$ ,  $c_{lj}$  – массовая концентрация

$j$ -го компонента в фазе  $l$ ,  $\bar{G} = (0, 0, G)$  – ускорение свободного падения,  $\nabla z$  – градиент гидростатического давления,  $\nabla p$  – градиент давления. Проницаемости по фазам есть известные функции от насыщенностей. Зависимости свойств флюида и коллектора от давления, температуры и компонентного состава, как правило, определяются экспериментально. Значения капиллярного давления на границе разделов фаз, задаются как функции насыщенностей.

Начальным условием, как правило, является равновесие пласта, при котором все фазы неподвижны и давление в фазе определяется гидростатическим законом. Граничные условия задаются на внешней границе  $\Gamma$  моделируемой области:

$$p_l|_{\Gamma} = p_l(\Gamma, t).$$

Поскольку для подземной гидродинамики характерно изотермическое изменение параметров, то для процессов фильтрации пластовых флюидов закон сохранения энергии не рассматривается.

Уравнение дебита скважины для установившегося режима течения описывается формулой 2.4, которая является радиальной формой закона Дарси и получила название формулы Дюпюи [122].

$$Q = \frac{2\pi kh}{B\mu(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + S_{\text{общ}})} (\bar{P}_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}), \quad (2.4)$$

где  $Q$  – дебит флюида,  $\bar{P}_{\text{пл}}$  – среднее пластовое давление,  $P_{\text{заб}}$  – забойное давление,  $k$  – эффективная проницаемость по флюиду,  $h$  – толщина коллектора,  $B$  – объемный коэффициент флюида,  $\mu$  – коэффициент вязкости флюида,  $r_e$  – радиус контура питания,  $r_w$  – радиус скважины,  $S_{\text{общ}}$  – суммарный скин-фактор.

Формула дебита 2.4 представляет собой произведение депрессии, представленной разностью пластового и забойного давления, и коэффициента продуктивности, представленного остальной частью произведения (формула 2.5).

$$PI = \frac{2\pi kh}{B\mu(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + S_{\text{общ}})}, \quad (2.5)$$

где  $PI$  – коэффициент продуктивности.

Таким образом, коэффициент продуктивности скважины может быть выражен как дебит, деленный на депрессию (формула 2.6), показывая какой суточный объем флюида добывается скважиной за счет единицы перепада давления. Физически, коэффициент продуктивности скважины характеризует фильтрационные свойства пласта и призабойной зоны скважины.

$$\frac{2\pi kh}{B\mu(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + S_{\text{общ}})} = \frac{Q}{(\overline{P}_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}, \quad (2.6)$$

Правая часть формулы 2.6 описывается историческими данными разработки скважин и месторождения в целом. Параметры модели, входящие в левую часть или влияющие на нее, обладают некоторой степенью неопределенности, поэтому требуется подобрать их значения в процессе оптимизации таким образом, чтобы результаты расчета модели соответствовали историческим данным.

В таблице 2.1 представлены параметры адаптации, условно разделенные на 6 групп на основании природы их влияния на продуктивность скважины. Показаны наиболее влияющие параметры адаптации для разбуренного месторождения исходя из закона течения флюида в пористой среде.

Таблица 2.1 – Наиболее влияющие параметры адаптации для разбуренного месторождения исходя из закона течения флюида в пористой среде

| Группа | Параметры адаптации                    | Степень влияния | Степень неопр. |
|--------|----------------------------------------|-----------------|----------------|
| 1      | Проницаемость (абсолютная, ОФП)        | Сильное         | Высокая        |
| 2      | Параметры, влияющие на проницаемость   | Умеренное       | Средняя        |
| 3      | Толщина коллектора                     | Сильное         | Низкая         |
| 4      | Вязкость и объемный коэффициент        | Сильное         | Низкая         |
| 5      | Скин-фактор                            | Умеренное       | Средняя        |
| 6      | Геометрия скважины и зоны дренирования | Умеренное       | Низкая         |

Чем сильнее параметр влияет на коэффициент продуктивности, тем сильнее его влияние на сходимость расчетных дебитов и давлений с историей, то есть на адаптацию. Параметры, оказывающие сильное влияние на адаптацию и в то же время обладающие наибольшей неопределенностью, как правило, связаны с распределением эффективной проницаемости в пространстве и во времени.

Эффективной проницаемостью называется проницаемость, характеризующая течение данной фазы при наличии в коллекторе других флюидов.

Второй подход к выбору параметров адаптации основан на анализе чувствительности результатов расчета модели (например, накопленной добычи нефти) к изменению значений параметров адаптации [56, 58, 61, 89, 102, 128]. По результатам данного анализа строятся торнадо-диаграммы, на которых располагают параметры в порядке от наиболее влияющего к наименее влияющему, таким образом давая визуальное представление о степени влияния параметров. Используя данный метод, сначала выявляются и оцифровываются всевозможные геологические, петрофизические и прочие неопределенности модели, далее проводится стохастический расчет множества моделей методом перебора, затем отображается насколько изменились результаты расчета при изменении того или иного параметра в заданном диапазоне.

В настоящем диссертационном исследовании параметры адаптации для вычислительных экспериментов на синтетической модели SRM-6 учитывают оба упомянутых подхода к параметризации модели. Каждый параметр модели, теоретически способный существенно влиять на расчет модели, был протестирован численным экспериментом, чтобы убедиться в степени и характере влияния тестируемого параметра. Список выбранных параметров адаптации с указанием их буквенных обозначений, истинных значений (*Truth Case*), значений первого приближения (*Base case*) и диапазонов варьирования приведен в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Параметры адаптации модели SRM-6

| № | Параметр адаптации | Min   | Max   | Truth Case | Base case |
|---|--------------------|-------|-------|------------|-----------|
| 1 | \$FWL              | -2455 | -2445 | -2450      | -2453     |
| 2 | \$Corey_O_W        | 3.0   | 8.0   | 5.0        | 3.3       |
| 3 | \$Corey_water      | 0.6   | 5.0   | 1.2        | 3.0       |
| 4 | \$Krw_Sorw         | 0.3   | 0.9   | 0.7        | 0.4       |
| 5 | \$Perm_a           | 64    | 74    | 70         | 68        |
| 6 | \$Perm_b           | 8.0   | 9.0   | 8.2        | 8.6       |
| 7 | \$Kv_Kh            | 0.01  | 0.30  | 0.20       | 0.02      |
| 8 | \$Sw_a             | -0.20 | -0.14 | -0.18      | -0.15     |

$\$FWL$  – Глубина зеркала свободной воды, м;

$\$Corey\_O\_W$  – Степень уравнения Кори по нефти;

$\$Corey\_water$  – Степень уравнения Кори по воде;

$\$Krw\_Sorw$  – Концевая точка ОФП по воде  $Krw$  при  $Sorw$ ;

$\$Perm\_a$  – Коэффициент " $a$ " в уравнении проницаемости от пористости;

$\$Perm\_b$  – Коэффициент " $b$ " в уравнении проницаемости от пористости;

$\$Kv\_Kh$  – Вертикальная анизотропия проницаемости  $k_v / k_h$ , д.е.;

$\$Sw\_a$  – Коэффициент уравнения  $Sw(Jf)$ .

Кроме восьми неопределенностей, выбранных в качестве параметров адаптации, было изучено десять других параметров, которые при численном расчете модели показали слабое влияние на результат. Как видно из таблицы 2.2, выбранные параметры адаптации относятся к петрофизическим и фильтрационно-емкостным свойствам породы-коллектора. Уровень ЗСВ также оказывает существенное влияние на показатели работы скважин, поскольку влияет на их обводненность.

Универсальность выбранных параметров и их достаточность для целей настоящего исследования подтверждается аналогичным выбором параметров в большинстве публикаций по адаптации моделей реальных месторождений углеводородов. Как правило, модель калибруется варьированием коэффициентов абсолютной проницаемости, ОФП, вертикальной анизотропии проницаемости, проводимости разломов и тому подобного.

Таким образом, для вычислительных экспериментов по автоадаптации выбраны такие параметры модели, которые сильно влияют на динамику фильтрации пластовых флюидов и, как правило, обладают наибольшей неопределенностью.

## 2.3 Оптимизационный алгоритм

На сегодняшний день существует множество оптимизационных алгоритмов, в том числе используемых для автоадаптации гидродинамических моделей [53, 88, 114, 123, 129, 135, 139]. Выбор алгоритма для настоящего диссертационного исследования производился на основе анализа мирового опыта автоадаптации геолого-гидродинамических моделей, проведенного в рамках научно-исследовательской работы для ООО «Газпромнефть НТЦ» «Создание методологии и интеллектуальной системы автоматизированной адаптации геолого-гидродинамических моделей, управляемой геологическими неопределенностями» (договор №13.12-68/2018у от 01.02.2018).

Сравнительный анализ показал, каким образом в каждом из рассмотренных методов решаются задачи адаптации: вариативность решений, вычислительная затратность и надежность прогноза. Основной задачей при выборе алгоритма является нахождение баланса между качеством решений и скоростью расчетов. К качеству решений, несомненно, следует отнести способность оптимизационного алгоритма находить глобальный минимум целевой функции, поскольку некоторые локальные оптимизационные алгоритмы имеют тенденцию «застревать» в локальном оптимуме и прекращать дальнейший поиск (рисунок 2.14).

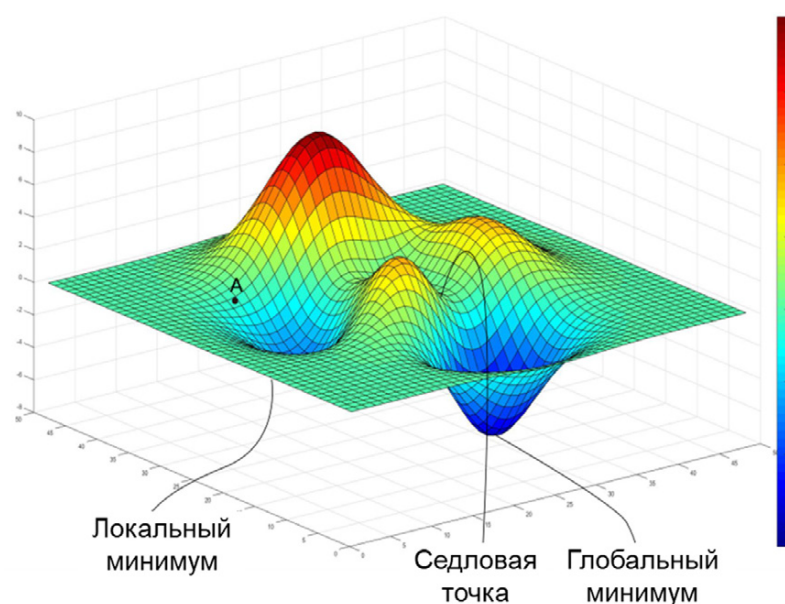


Рисунок 2.14 – Пример пространства поиска в трехмерном случае [89]

Также к качеству относится вариативность решений, поскольку она позволяет лучше учесть неопределенности в прогнозе. Стоит отметить, что надежность прогноза модели будет зависеть не только от выбранного метода, но и от предварительных этапов подготовки модели.

Рисунок 2.15 схематично показывает, как разные группы алгоритмов оптимизации учитывают геологическую вариативность, а также какие вычислительные затраты влекут за собой.

Методы адаптивного сэмплирования обеспечивают баланс между геологической вариативностью решений и вычислительными затратами. Методы данной группы наиболее перспективны для контроля геологической вариативности и учета неопределенностей прогноза при оптимальном времени расчета по сравнению с сэмплированием всего пространства возможных решений.

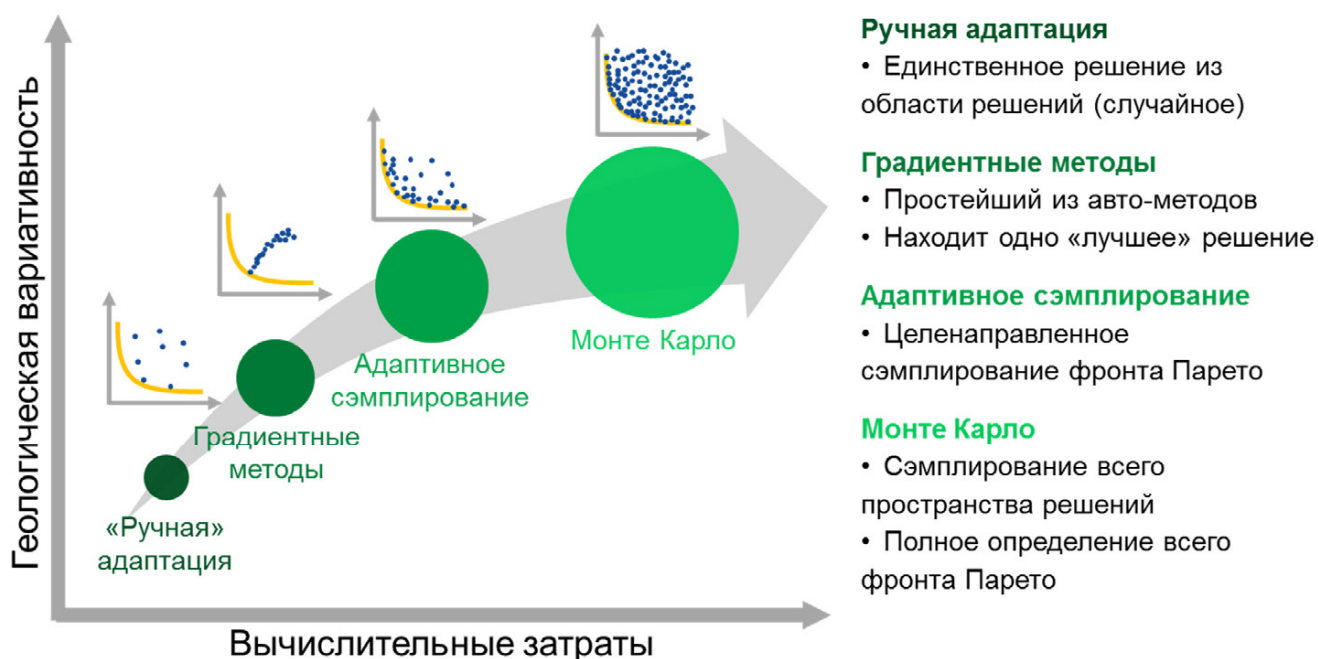


Рисунок 2.15 – Сравнение эффективности групп алгоритмов оптимизации

Наиболее перспективными методами из группы адаптивного сэмплирования являются метод роя частиц и эволюционные алгоритмы, к которым относятся эволюционная стратегия, генетический алгоритм, дифференциальная эволюция и прочие модификации.

Некоторые оптимизационные алгоритмы генерируют по одному решению за каждую итерацию. Эволюционные алгоритмы основаны на популяционном

подходе, то есть использует набор вариантов (поколение родителей) для создания набора новых оптимизированных решений (поколения потомков).

Эволюционные алгоритмы обладают следующими преимуществами:

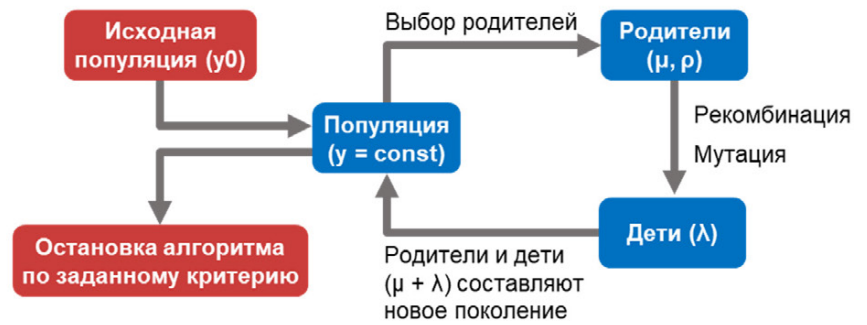
- Возможность одновременно поддерживать работу с несколькими перспективными регионами пространства поиска, что позволяет избежать попадания в локальный оптимум;
- Устойчивость к ошибкам, возникающим из-за несходимости расчетных вариантов;
- Предоставление решений кандидатов крупными партиями;
- Возможность использования параллельной оценки решений.

Программный комплекс Petrel, который используется в настоящей научно-исследовательской работе, имеет в арсенале два глобальных оптимизационных алгоритма: эволюционная стратегия и генетический алгоритм.

Алгоритмы обладают рядом отличительных особенностей, одна из которых акцент генетического алгоритма на операторе селекции. В ходе вычислительных экспериментов на секторе модели реального месторождения углеводородов эволюционная стратегия обеспечила большую устойчивость и стабильность работы гидродинамического симулятора, чем генетический алгоритм. По этой причине эволюционная стратегия была выбрана в качестве оптимизационного алгоритма для настоящего диссертационного исследования. Одной из задач работы является изучение степени и характера влияния выбора вида целевой функции на процесс и результат оптимизации. Эволюционная стратегия позволяет выполнить все вычислительные эксперименты, необходимые для решения данной задачи.

Опишем подробнее алгоритм эволюционной стратегии. Как и генетический алгоритм, эволюционная стратегия является разновидностью эвристических эволюционных алгоритмов, которые используют для поиска решений принципы естественного отбора, описанные в теории эволюции Дарвина. На рисунке 2.16 представлен и описан принцип работы алгоритма эволюционной стратегии, а также показан пример со значениями параметров оптимизатора, заданными в настоящем исследовании.

- Оптимизационный алгоритм **эволюционная стратегия**
- Размер популяции 10 ( $y$ )
- Число родителей 4 ( $\mu$ )
- Число детей 6 ( $\lambda$ )
- Число родителей на особь 2 ( $\rho$ )



- Принцип работы алгоритма

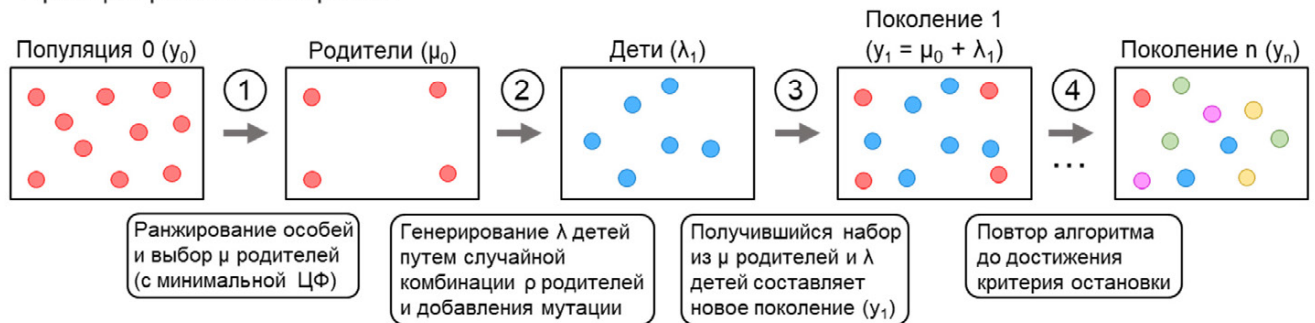


Рисунок 2.16 – Принцип работы алгоритма эволюционной стратегии

Основными операторами в процессе оптимизации являются селекция, рекомбинация и мутация. Опишем основные шаги оптимизации и применяемые операторы алгоритма [67].

**Инициализация.** Исходная популяция задается вручную либо генерируется случайным образом на основе диапазонов входных параметров модели, отражающих их степень неопределенности. Поскольку в эволюционной стратегии единственным механизмом изучения совершенно новых участков области решений является мутация, то очень важно задать исходную популяцию, которая будет содержать максимальную степень разнообразия особей. Другими словами, это позволит наиболее полно покрыть пространство решений. Для наиболее полного покрытия пространства решений существуют различные методы сэмпирования. Одним из наиболее подходящих является метод латинского гиперкуба. Для использования данного подхода к инициализации, возможно задание рассчитанных по латинскому гиперкубу вариантов модели с последующим переопределением метода инициализации по умолчанию.

**Селекция.** Оператор селекции определяет схему отбора родителей для последующего поколения. Модели родительской популяции сортируются от

лучшей к худшей по значениям целевой функции. Первые  $\mu$  моделей из отсортированного списка выбираются для получения генетического материала для следующего поколения, остальные  $(\gamma - \mu)$  решения отбрасываются. Роль оператора селекции заключается в смещении поиска к желаемой цели оптимизации путем применения принципа «выживания наиболее приспособленных особей» из дарвиновской эволюции («естественный отбор»).

**Рекомбинация.** После селекции применяется оператор рекомбинации, роль которой аналогична роли скрещивания в живой природе. Происходит рекомбинация параметров модели таким образом, чтобы унаследовать свойства как одного, так и второго родителя. Из генофонда, созданного оператором селекции,  $\rho$  моделей выбираются случайным образом в качестве родителей для новых решений (особей). Параметры нового решения рассчитываются как среднее арифметическое из соответствующих параметров  $\rho$  родительских особей. Оператор рекомбинации может извлекать сходства между родителями таким образом, чтобы исправлять нежелательные компоненты случайных мутаций, сделанных в предыдущих итерациях.

**Мутация.** Вероятность мутации используется для изучения совершенно новых вариантов решений, что ведет к генетическому разнообразию в популяции. Операция заключается в добавлении к решению, полученному при предыдущей рекомбинации, случайного числа с заданной вероятностью мутации, которое выбирается из стандартного нормального распределения и умножается на коэффициент силы мутации. Те мутации, которые приводят к выходу параметров за пределы заданных диапазонов, отбрасываются для соблюдения априорных границ. Операторы рекомбинации и мутации производятся до тех пор, пока не будет создано новое поколение из  $\lambda$  детей (моделей).

Для модификации алгоритма без опции сохранения родительских моделей в новой популяции (галочка «retain in population») на данном шаге новое поколение полностью сформировано. При выборе опции сохранения в популяции завершающим шагом будет перенос родительских моделей напрямую в новое поколение. Данная опция гарантирует, что лучшие решения, найденные к

настоящему моменту, останутся в популяции. После формирования нового поколения для каждой модели рассчитывается целевая функция, завершая одну полную итерацию оптимизации.

На рисунке 2.17 показаны настройки алгоритма оптимизации, которые используются в настоящей работе.

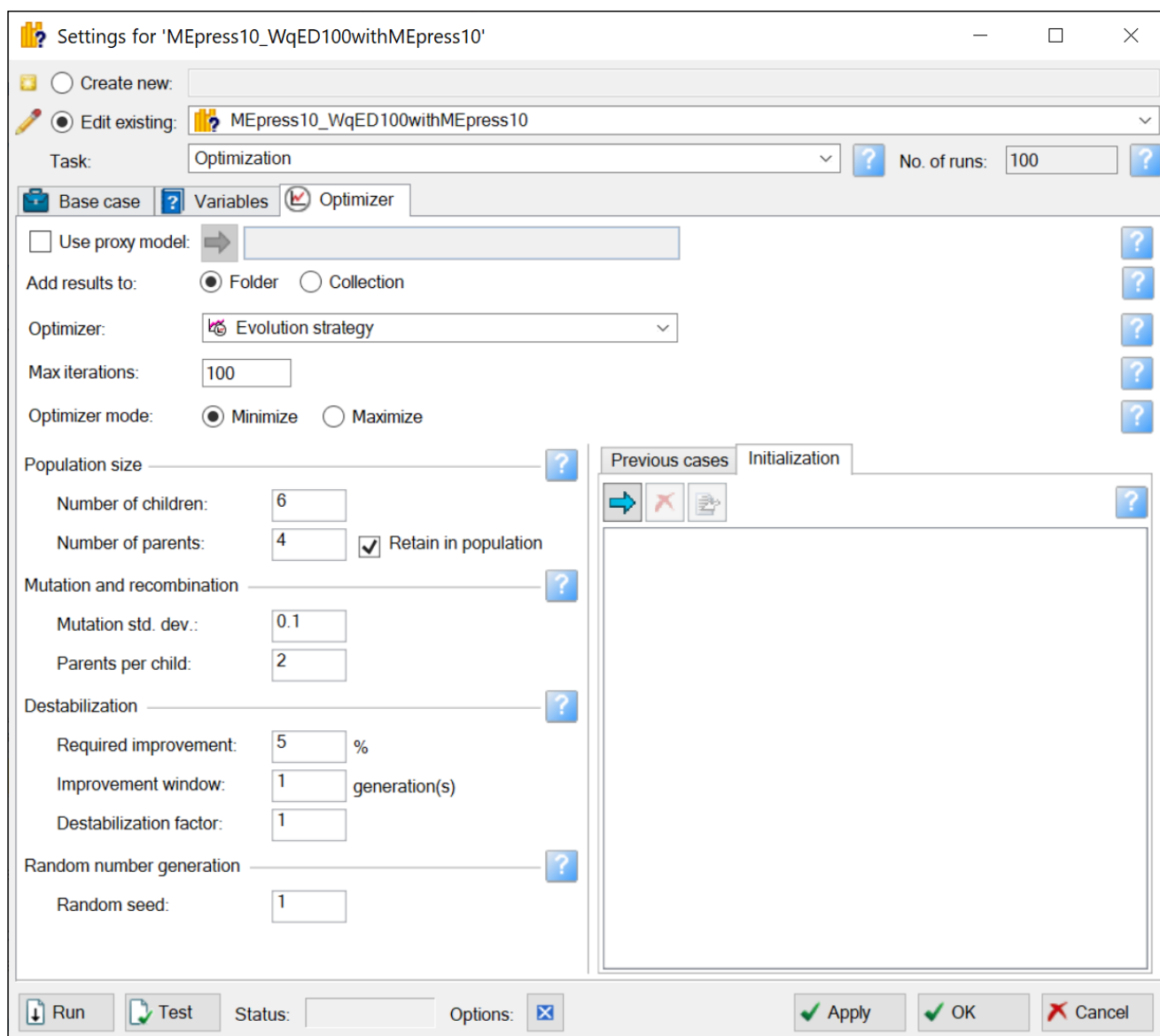


Рисунок 2.17 – Окно настроек алгоритма оптимизации

Задано максимальное количество итераций 100, число родителей 4, детей 6, число родителей для получения новой модели 2, стандартное отклонение коэффициента мутации 0.1, коэффициент дестабилизации 1 (*destabilization factor*) для исключения мутаций и более ясного понимания траектории, ко которой движется оптимизатор при задании той или иной целевой функции. Значение параметра (*random seed*) отвечает за начальное состояние генератора

псевдослучайных чисел. Генератор выдает не случайное число, а число, которое вычисляется некоторым алгоритмом на основе другого числа, которым может быть задаваемый *random seed* либо значение текущего времени на часах компьютера, что широко используется в языках программирования. Таким образом, при одинаковом значении *random seed* последовательность созданных чисел для оптимизации будет одинаковой. Генератор псевдослучайных чисел используется операторами селекции, рекомбинации и мутации. При одинаковых настройках всех параметров оптимизатора одинаковое значение *random seed* при каждом цикле оптимизации будет давать одинаковую последовательность рассчитанных моделей.

## 2.4 Критерии качества адаптации

В большинстве существующих на сегодняшний день публикаций по автоадаптации значение целевой функции рассматривается как основной критерий качества адаптации модели. В некоторых публикациях [66] вводится отдельная метрика для описания качества адаптации. Создание отдельной метрики особенно актуально в случае, когда сравниваются разные формулировки целевой функции, и ее численное значение для одних и тех же моделей становится разным, делая сравнение между собой невозможным.

Существует три причины, по которым использование значения целевой функции как единственного критерия качества адаптации модели некорректно и необоснованно [23].

Первая причина в том, что в общем случае минимизация целевой функции не гарантирует улучшение качества адаптации, то есть расчетные показатели работы скважин и разработки месторождения не обязательно будут становиться все ближе к историческим. Наглядный пример этого будет рассмотрен в разделе 3.

Вторая причина связана с интегральным характером целевой функции. Как правило, на практике для разных показателей разработки применяются разные уровни допустимых отклонений при приемке адаптированных моделей. Целевая

функция является суммарным показателем, который характеризует общее расхождения, при этом не проверяя каждую скважину и компонент целевой функции. Например, целевая функция может иметь низкое значение за счет близкой адаптации по забойным давлениям, но при этом иметь отклонения по дебитам нефти выше допустимых для признания адаптации качественной. На рисунке 2.18 показано распределение значений целевой функции для набора из 600 моделей, полученных в результате работы алгоритма оптимизации.

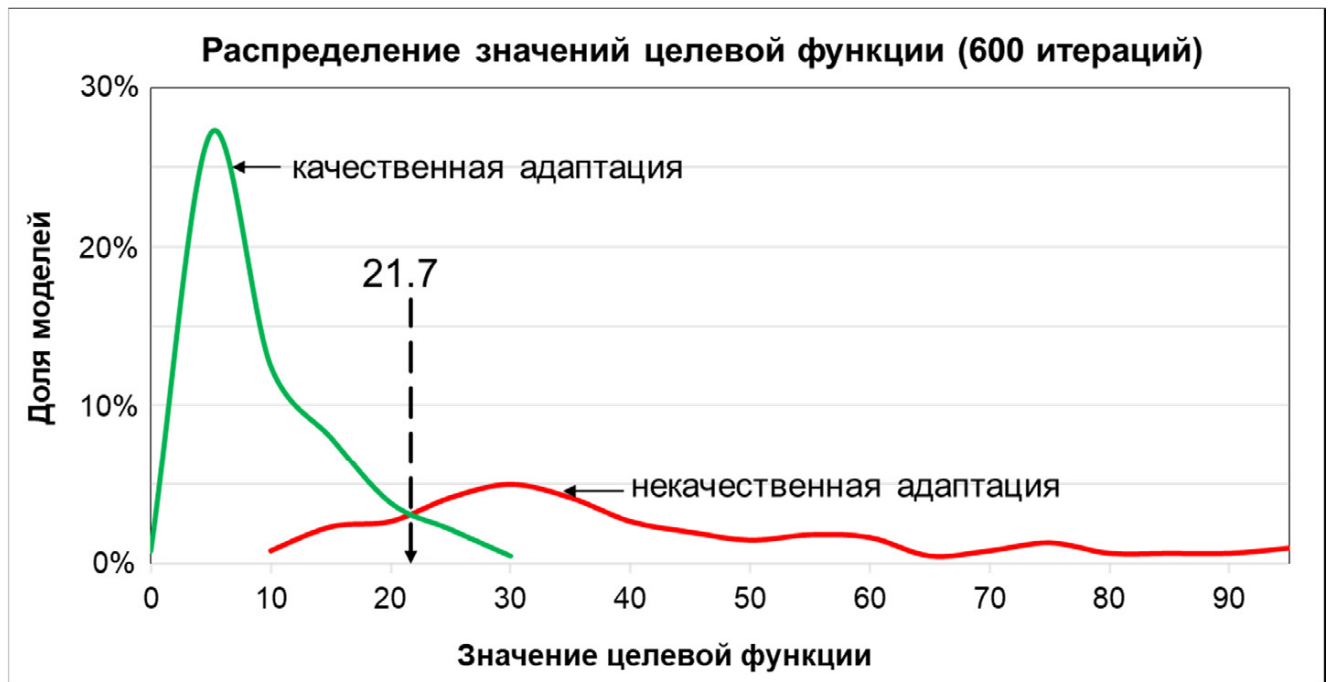


Рисунок 2.18 – Распределение значений целевой функции для случаев с удовлетворительным и неудовлетворительным качеством адаптации

Модели разделены на 2 группы в соответствии с удовлетворением или неудовлетворением критериев качества адаптации, принятых в ООО «Газпромнефть НТЦ», о котором подробнее будет сказано далее. Пересечение распределений для случаев с качественной и некачественной адаптацией говорит о том, что не существует такого значения целевой функции, ниже которого все модели были бы удовлетворительного качества, а выше – неудовлетворительного. В данном примере большинство моделей с целевой функцией ниже 21.7 удовлетворяют критериям качества адаптации. Однако, в интервал значений ЦФ от 10 до 21.7 попадает некоторое количество моделей, не удовлетворяющих критериям качества. Аналогичная ситуация для моделей с удовлетворительным

качеством адаптации со значениями ЦФ от 21.7 до 30. Таким образом, значение ЦФ на пересечении распределений не может быть строгим критерием качества адаптации модели.

Третья причина связана с формализацией в области применения геолого-гидродинамических моделей в нефтегазовой промышленности. Каждая компания может иметь свой набор критериев качества адаптации моделей либо ссылаться на существующие нормативные документы. Дело в том, что подобный набор критериев по допустимым расхождениям не связан напрямую математически со значением целевой функции. Таким образом, минимизировав целевую функцию, невозможно утверждать об удовлетворительном качестве адаптации без введения конкретного набора критериев качества адаптации, принятого в компании или государственном органе, принимающем ГГДМ месторождения.

В практике геолого-гидродинамического моделирования месторождений углеводородов критерии качества адаптации представляют собой набор допустимых расхождений показателей работы скважин и разработки месторождения. В основу организации и проведения экспертизы цифровых геологических и фильтрационных моделей в проектных документах на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений положены требования отраслевых регламентов [44, 45]. Поскольку настоящее диссертационное исследование проводится в рамках научно-исследовательской работы ТПУ совместно с ООО «Газпромнефть НТЦ», для сравнения результатов вычислительных экспериментов используются критерии качества адаптации, приведенные в «Методических указаниях по осуществлению контроля качества геолого-гидродинамических моделей» компании «Газпромнефть НТЦ» [35]. В упрощенном виде весь набор критериев представлен в таблице 2.3. Учитываются допустимые расхождения как по показателям работы скважин, так и по залежи и месторождению в целом. Стоит отметить отдельные критерии по добыче жидкости, нефти и закачке флюида именно за последний год истории, на которую производится адаптация. Хорошая сходимость показателей работы скважин в позднем периоде истории особенно важна для надежного прогнозирования последующего тренда показателей для

прогноза на ближайшие несколько лет. В целом набор критериев позволяет инженеру по разработке месторождений проверить соответствие скоростей потоков пластовых флюидов (дебиты и приемистости), а также перепадов забойного и пластового давлений, за счет которых обеспечиваются потоки флюидов по данным истории работы скважин.

Таблица 2.3 – Критерии качества адаптации ГГДМ ООО «Газпромнефть НТЦ»

| Критерии                                                                                | Описание инструмента анализа                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | Пороговая оценка                                                                      |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| Забойное давление в скважине                                                            | *По скважинам анализируется отклонение расчетного тренда забойного давления от трендовой линии фактических данных за исторический период                                                                                                                                                                                                                                                                                            | $\Delta < 25\%$<br>(относит)                                                          |
| Количество адаптированных скважин                                                       | *Обеспечение адаптации добывающего фонда скважин - для полномасштабных моделей.<br>Адаптированной считается скважина:<br>$\Delta$ накопленной добычи нефти $< 10\%$ ;<br>$\Delta$ накопленной добычи жидкости $< 20\%$ ;<br>$\Delta$ добычи жидкости, нефти за последний год $< 20\%$ ;<br>Отклонение расчетного тренда динамики добычи жидкости, нефти от трендовой линии фактических данных $< 25\%$                              | $> 80\%$ фонда скважин добывшие $> 80\%$ накопленной добычи нефти адаптированы        |
|                                                                                         | *Обеспечение адаптации нагнетательного фонда скважин - для полномасштабных моделей.<br>Адаптированной считается скважина:<br>$\Delta$ накопленной закачки $< 20\%$ ;<br>$\Delta$ закачки за последний год $< 20\%$ ;<br>Отклонение расчетного тренда закачки от трендовой линии фактических данных $< 25\%$                                                                                                                         | $> 80\%$ фонда скважин обеспечивших $> 80\%$ накопленной закачки адаптированы         |
| Годовая (месячная**) добыча нефти и жидкости, годовая (месячная) закачка, обводненность | *В зависимости от способа адаптации, в целом по объекту сравниваются величины годовой (месячной) добычи нефти/газа, жидкости, обводненности из модели с фактическими данным разработки:<br>1) В случае выбора управляющего параметра $q_n$ , за контролируемый параметр принимается $q_j$ либо обводненность.<br>2) В случае выбора управляющего параметра $q_j$ , за контролируемый параметр принимается $q_n$ либо обводненность. | $\Delta q_j < 10\%$<br>$\Delta q_n / q_g < 10\%$<br>$\Delta$ обводнен. $< 1\%$ (абс.) |
| **в завис. от выбранного шага расчета                                                   | *В целом по объекту моделирования сравниваются величины годовой (месячной) добычи и закачки жидкости из модели с фактическими данными разработки                                                                                                                                                                                                                                                                                    | $\Delta < 10\%$<br>(относит)                                                          |

## Продолжение таблицы 2.3

|                                            |                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |                                                             |
|--------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|
| Нак. добыча нефти и жидкости, нак. закачка | *В целом по объекту моделирования сравниваются величины накопленной добычи жидкости, нефти/газа, накопленной закачки из модели с фактическими данными разработки (на дату актуализации модели)                                                                                                         | $\Delta < 5\%$<br>(относит)                                 |
| Пластовое давление                         | В зонах, где проводились замеры пластового давления сравнивается динамика пластового давления из модели с фактическими данными замеров по скважинам                                                                                                                                                    | Мах $\Delta$ за весь период $< 20\%$<br>(относит)           |
|                                            | *Анализируется отклонение расчетного тренда пластового давления от трендовой линии фактических данных за исторический период.                                                                                                                                                                          | Отклонение расчетного тренда<br>$R_{пл} < 25\%$             |
|                                            | На дату актуализации сравнивается карта средневзвешенного по нефтенасыщенному поровому объему пластового давления (приведенного к ВНК) из модели с картой изобар построенной по результатам фактических замеров и ГДИС на предмет подобия, согласованности, отсутствия неоправданного поведения изобар | да,<br>неоправданно<br>е поведение<br>изобар<br>отсутствует |
| Физичность результатов                     | В рассчитанных кубах насыщенности должны отсутствовать отрицательные значения, в кубах пластового давления значения в ячейках не должны быть менее 1 атм                                                                                                                                               | да,<br>нефизичные<br>значения<br>отсутствуют                |

\*Обязательный критерий согласно «Временному регламенту оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедра по УВС», протокол ЦКР № 5370 от 19.04.2012 [7].

Модели, прошедшие весь набор критериев, считаются одинаково качественными и равновероятными. Допустимые отклонения по критериям включают в себя неопределенности и погрешности, связанные с данными истории и численным моделированием залежи углеводородов.

Для расчета набора критериев качества адаптации для моделей удобно представить их в формализованном виде (таблица 2.4).

Таблица 2.4 – Критерии качества адаптации в формализованном виде

| №  | Критерий | Порог | Вид отклонения | Шаг расчета |
|----|----------|-------|----------------|-------------|
| 1  | FLPT     | 5     | %              | Конечный    |
| 2  | FOPT     | 5     | %              | Конечный    |
| 3  | FWIT     | 5     | %              | Конечный    |
| 4  | FLPR     | 10    | %              | Каждый      |
| 5  | FOPR     | 10    | %              | Каждый      |
| 6  | FWIR     | 10    | %              | Каждый      |
| 7  | WLPT     | 20    | %              | Конечный    |
| 8  | WLPT*    | 20    | %              | Посл. год   |
| 9  | WOPT     | 10    | %              | Конечный    |
| 10 | WOPT*    | 20    | %              | Посл. год   |
| 11 | WWIT     | 20    | %              | Конечный    |
| 12 | WWIT*    | 20    | %              | Посл. год   |
| 13 | WBHP     | 25    | %              | Каждый      |
| 14 | WTRP     | 20    | %              | Каждый      |

Расшифровка аббревиатур в таблице:

FLPT – накопленная добыча жидкости по месторождению;

FOPT – накопленная добыча нефти по месторождению;

FWIT – накопленная закачка воды по месторождению;

FLPR – месячная добыча жидкости по месторождению;

FOPR – месячная добыча нефти по месторождению;

FWIR – месячная закачка воды по месторождению;

WLPT – накопленная добыча жидкости по скважине;

WOPT – накопленная добыча нефти по скважине;

WWIT – накопленная закачка воды по скважине;

WBHP – забойное давление скважины;

WTRP – пластовое давление в зоне дренирования скважины по ГДИС;

\*Показатели за последний год периода адаптации.

В рамках настоящего диссертационного исследования создана и зарегистрирована программа для оценки качества адаптации цифровых моделей месторождений углеводородов "НМ Quality" (Приложение Б). Одной из ключевых

ценностей разработанной программы является настройка критериев под решаемую задачу (рисунок 2.19).

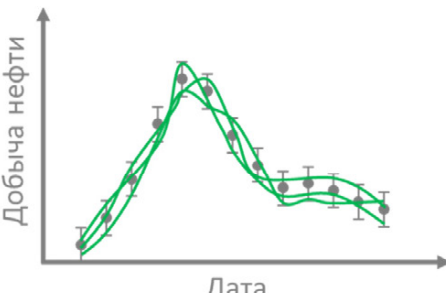
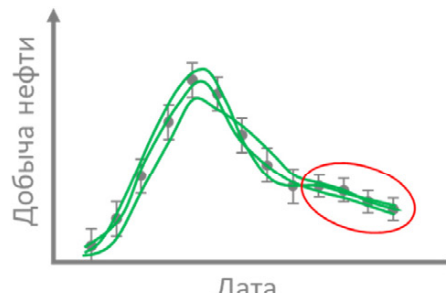
| Защита модели в ЦКР                                                                                                                                   | Прогноз сценариев разработки<br>Прогноз эффекта от ГТМ                                                                                                                            |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Критерии качества<br>Допустимые отклонения,<br>принятые в ЦКР                                                                                         | Критерии качества<br>Акцент на отклонения в периоде,<br>предшествующем прогнозу                                                                                                   |
| <p>Результаты скрининга</p>  <p>Выполнение формальных требований</p> | <p>Результаты скрининга</p>  <p>Важность адаптации позднего тренда для адекватного прогноза</p> |

Рисунок 2.19 – Пример настройки критериев качества под решаемую задачу

Критерии качества полностью конфигурируемы и позволяют достичь решения задач, поставленных инженером по разработке и моделированию месторождений углеводородов.

Программа реализована на русском и английском языках, а также снабжена справкой с инструкцией по использованию программы.

Функционал программы включает следующие возможности:

- Выбор и расчет критериев качества адаптации
- Проверка критериев по кейсам и отдельно по скважинам
- Подсветка критериев тепловой картой
- Построение графиков
- Построение кросс-плотов
- Выгрузка результатов в .xlsx и .csv

Главное окно программы показано на рисунке 2.20.



Рисунок 2.20 – Главное окно программы NM Quality

Критерии качества адаптации и их пороговые значения задаются пользователем в соответствии с принятыми в нефтяной компании. Доступно задание двух видов отклонения - относительное и абсолютное. Для каждого критерия необходимо выбрать, к какому моменту времени он относится. Шаг "Каждый" позволяет найти максимальное отклонение по критерию за весь период адаптации. Шаг "Конечный" рассчитывает невязку по выбранному критерию на конечный шаг периода адаптации. Шаг "Посл. год" вычисляет невязку по критерию между расчетом и историей за последний год периода адаптации. После расчета значения выбранных критериев подсвечиваются тепловой картой для удобства визуального восприятия. Доступна функция сортировки и фильтрации для столбцов с критериями.

Построение графиков производится путем двойного клика мыши по интересующей ячейке. Возможно одновременное построение нескольких графиков, всплывающих в отдельных окнах (рисунок 2.21).

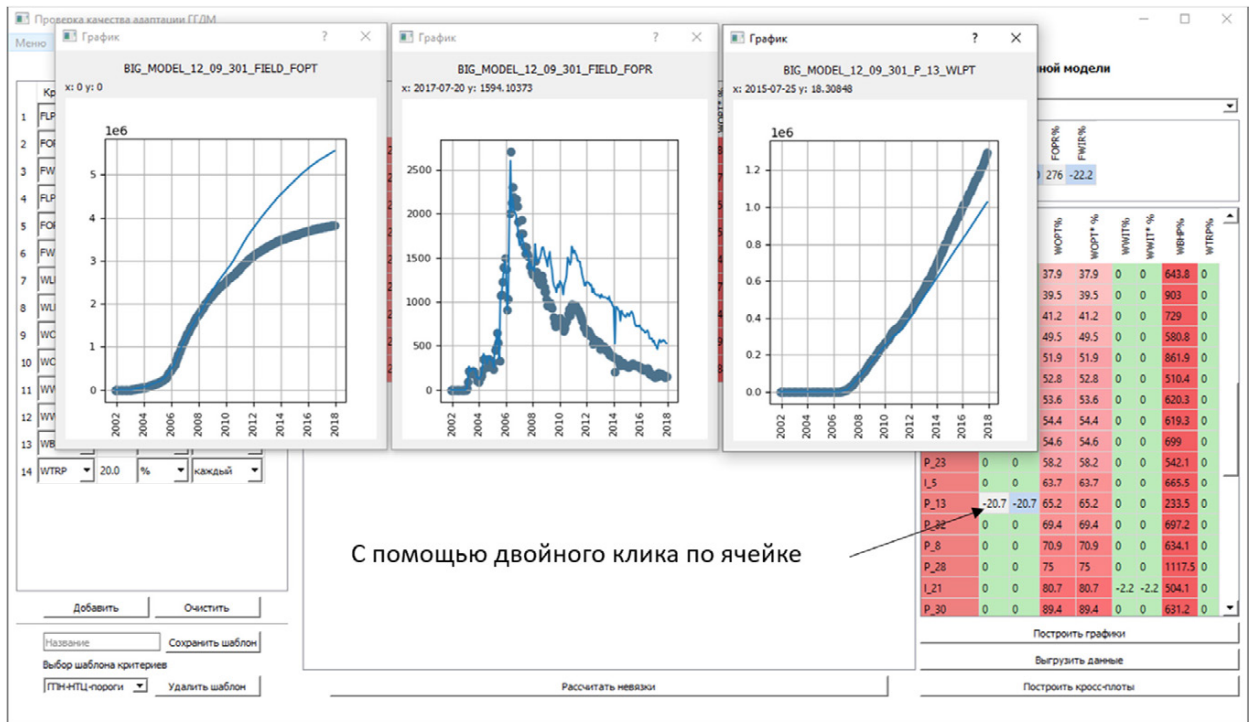


Рисунок 2.21 – Построение графиков в NM Quality

Кросс-плоты строятся для сравнения модельных показателей работы скважин с историческими данными. Доступно построение кросс-плотов на любую дату (рисунок 2.22).

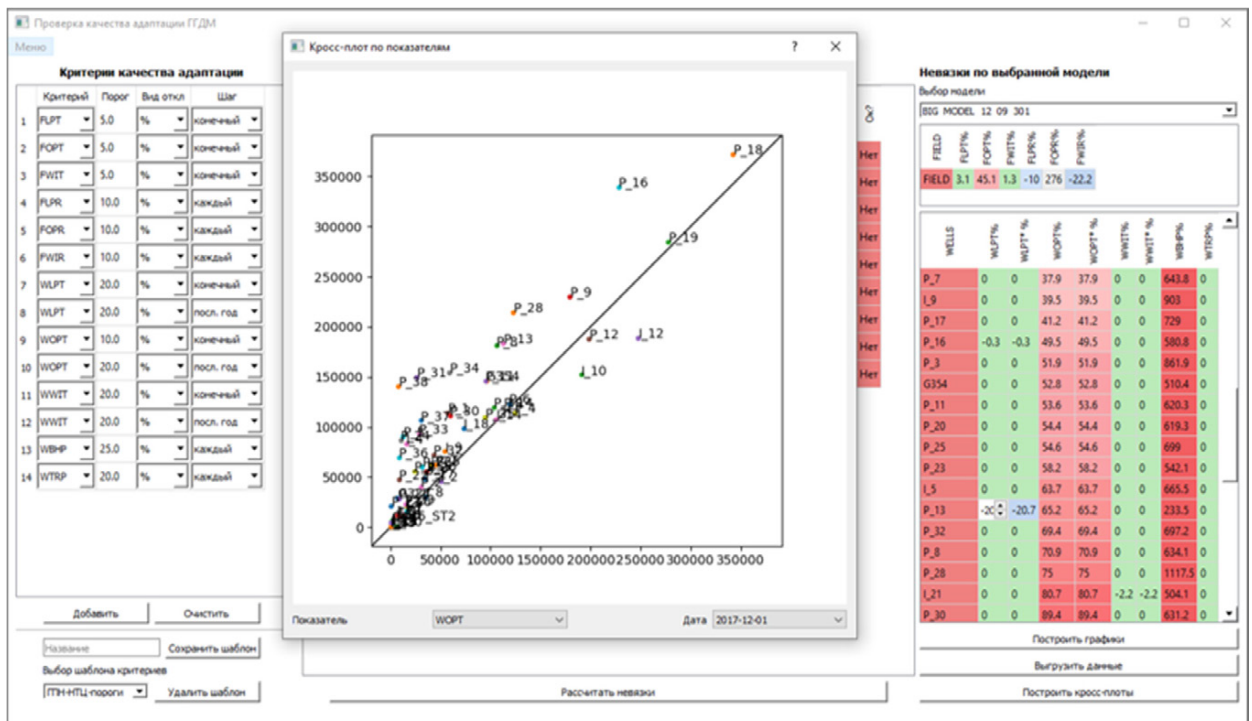


Рисунок 2.22 – Построение кросс-плотов в NM Quality

Результаты расчета невязок по моделям и скважинам выгружаются в формате .xlsx либо .csv в виде единого файла.

В настоящем диссертационном исследовании для классификации полученных моделей на качественно и некачественно адаптированные приняты критерии описанные в «Методических указаниях по осуществлению контроля качества геолого-гидродинамических моделей» ООО «Газпромнефть НТЦ». Для сравнения результатов частных случаев адаптации с определенным желаемым приоритетным результатом критерии качества будут модифицироваться соответственно.

Основной целью диссертационного исследования является разработка метода выбора наиболее эффективного вида целевой функции, который бы обеспечивал достижение задач адаптации с наименьшими вычислительными затратами. Для полного и ясного понимания, что такое наиболее эффективный вид целевой функции в настоящем исследовании было сформулировано определение эффективности целевой функции на основе способности к достижению критериев качества адаптации и вычислительных затрат. Показана взаимосвязь целевой функции с критериями качества адаптации модели.

В то время как целевая функция зависит от математического описания невязок между расчетом и историей, критерии качества адаптации представляют собой заданный набор невязок с пороговыми значениями, при достижении которых адаптация считается качественной (рисунок 2.23).

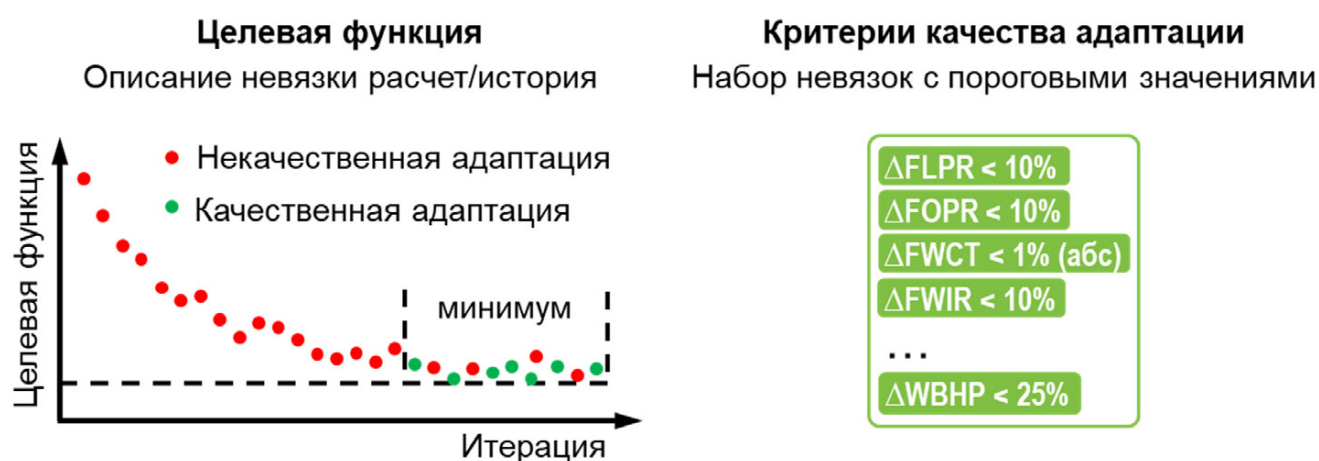


Рисунок 2.23 – Связь целевой функции с критериями качества адаптации

Минимизация целевой функции не гарантирует достижения всех критериев качества адаптации из заданного набора. Например, в случае, когда по одним

критериям модель сошлась очень близко, а по некоторым другие невязка вышла за допустимые пределы. В целом значение целевой функции будет низким, но качественной такая адаптация считаться не будет. Другим примером является застревание процесса оптимизации в локальном минимуме пространства поиска. В этом случае дальнейшего снижения целевой функции не происходит. Соответственно снижение невязок прекращается, и критерии качества адаптации остаются не достигнутыми. Таким образом, показано, что использование значения целевой функции как единственного критерия качества адаптации некорректно.

Эффективность целевой функции определяется двумя критериями:

- А. Удовлетворение рассчитанных моделей критериям качества адаптации;
- Б. Вычислительные затраты на достижение качественной адаптации.

На рисунке 2.24 показано 3 случая относительно указанных критериев.

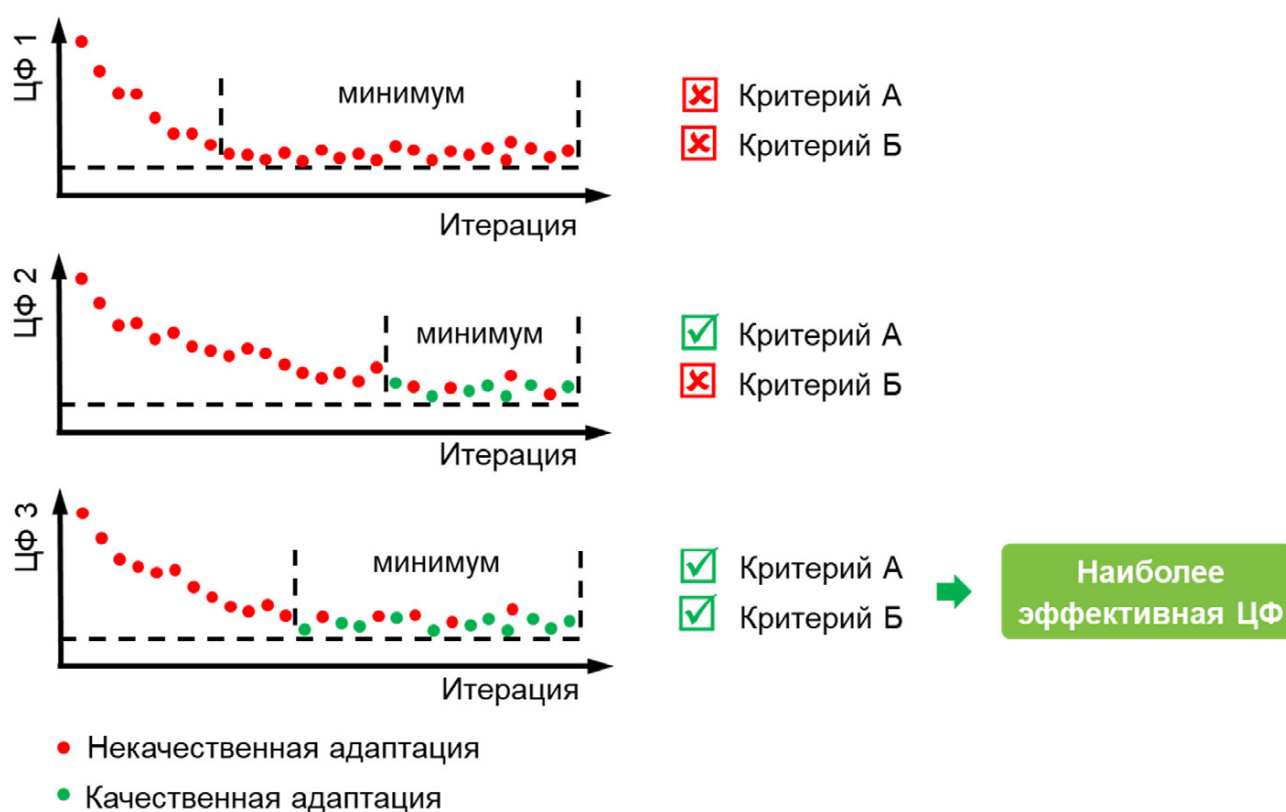


Рисунок 2.24 – Критерии эффективности целевой функции

В первом случае произошла некоторая минимизация, возможно локальный минимум, но критерии качества адаптации не достигнуты. При этом критерий Б теряет смысл. Во втором случае критерии качества достигнуты, а также можно выделить с какой итерации этот критерий начал выполняться. В третьем случае

критерии качества тоже были достигнуты, но при меньших вычислительных затратах. Таким образом, из 3 приведенных примеров последний вид целевой функции (ЦФ 3) будет наиболее эффективным для решения поставленной задачи оптимизации. В разделе 3 настоящего исследования будет показана степень и характер влияния вида целевой функции на ее эффективность на примере адаптации построенной синтетической модели SRM-6.

## 2.5 Подготовка модели к расчетам

До начала гидродинамических расчетов необходимо выбрать, по какому параметру будет производиться контроль при расчете модели. Существует два взаимоисключающих вида контроля модели: по жидкости и по давлению.

При контроле по жидкости в модели задаются исторические дебиты и приемистости жидкости. Забойные давления адаптированной модели должны воспроизводиться в результате расчета модели и соответствовать историческим значениям с заданной точностью. Как правило при адаптации модели используется именно контроль по жидкости, поскольку данные по дебитам более точные, чем по давлению. При контроле по давлению в модели задаются исторические забойные давления скважин. Дебиты и приемистости вычисляются в результате расчета модели. Данный вид контроля модели обычно применяется для расчета прогноза добычи при предполагаемом значении забойного давления.

Таким образом, в настоящей работе используется контроль по жидкости для расчетов по адаптации модели на данные истории.

Автоадаптация подразумевает автоматизацию всего процесса геолого-гидродинамического моделирования, в ходе которого итеративно решается задача оптимизации. Инструмент автоматизации, представляющий собой алгоритм из набора операций, называется *воркфлоу*. Воркфлоу строится на основе базового варианта модели, включает в себя этапы геологического и гидродинамического моделирования. В случае разновидности воркфлоу для расчетов по оценке

неопределенностей и оптимизации в него дополнительно включаются целевая функция для оценки полученных решений, вкладка с набором переменных, вкладка с выбором и настройками для алгоритмов сэмплирования и оптимизации (рисунок 2.25). Пошагово прописывается алгоритм процесса построения и адаптации модели, затем задаются параметры адаптации, которые можно выбрать почти на любом шаге построения модели.

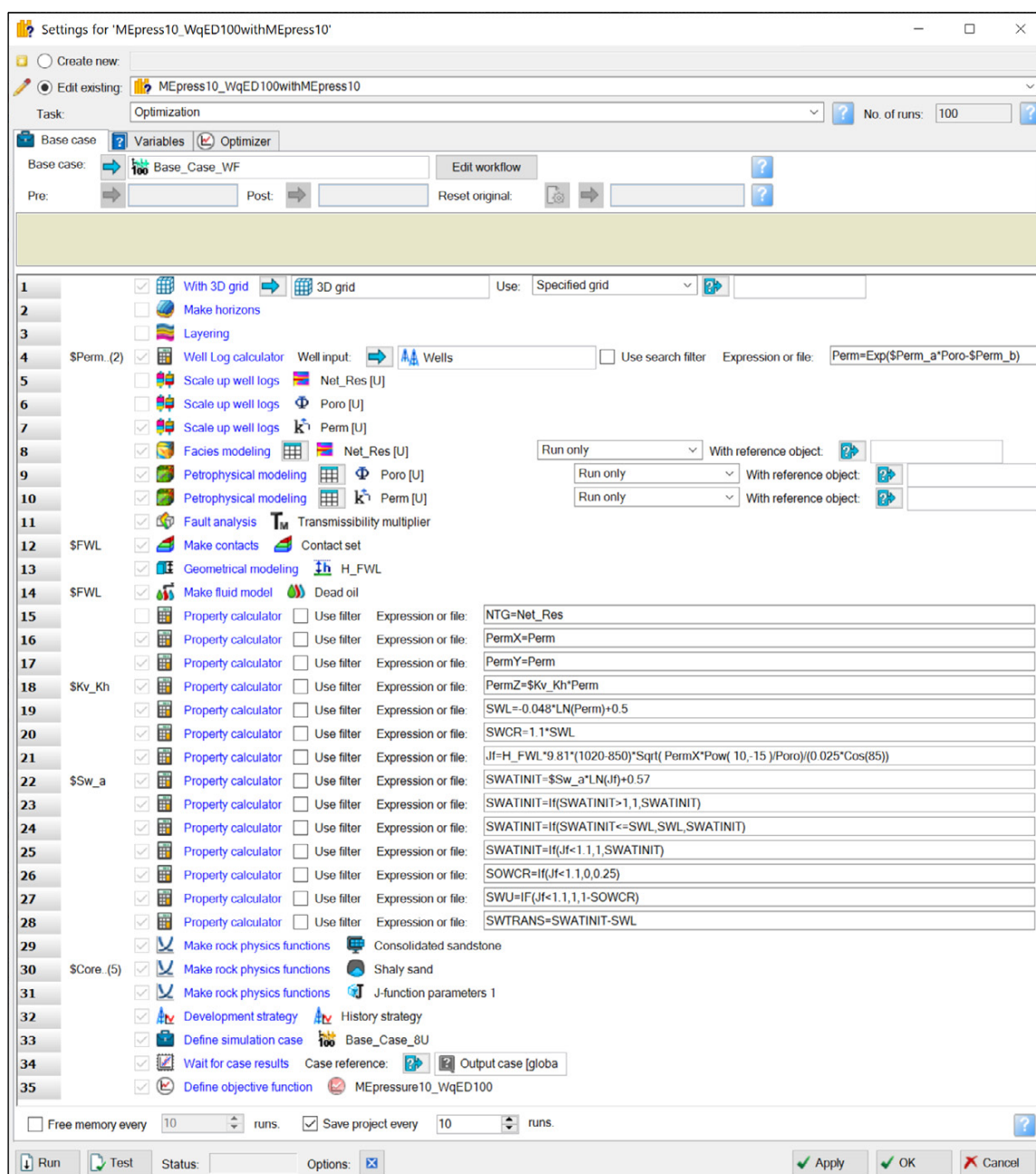


Рисунок 2.25 – Воркфлоу для автоадаптации SRM-6

Воркфлоу для автоадаптации синтетической модели SRM-6 состоит из 35 операций, содержит 8 параметров адаптации и настроенный алгоритм эволюционной стратегии для решения задачи оптимизации.

## 2.6 Выводы по разделу 2

Для проведения вычислительных экспериментов с целью изучения влияния вида целевой функции на результат автоадаптации создана и подготовлена к расчетам синтетическая ГГДМ SRM-6. Наличие характерных свойств, присущих моделям реальных месторождений углеводородов, знание истинных значений параметров модели и данных истории, а также высокая скорость расчета позволяют использовать данную модель в вычислительных экспериментах.

На основе закона течения флюида и численных экспериментов в качестве параметров адаптации выбрано 8 параметров, наиболее сильно влияющих на динамику течения пластовых флюидов, а также обладающих, как правило, наибольшей неопределенностью.

В качестве оптимизационного алгоритма для автоадаптации выбрана эволюционная стратегия. Являясь одним из методов адаптивного сэмплирования, данный алгоритм обеспечивает баланс между геологической вариативностью решений и вычислительными затратами. Кроме того, именно эволюционная стратегия показала надежность и стабильность работы, позволяющую успешно производить адаптацию численной модели.

В данном разделе детально описаны критерии качества адаптации и показано, почему использование значения целевой функции как единственного критерия качества адаптации модели некорректно и необоснованно. Для сравнения результатов вычислительных экспериментов в настоящей работе используются критерии качества адаптации, используемые в ООО «Газпромнефть НТЦ». Разработанная программа для оценки качества адаптации модели позволит оценить степень и знак расхождения расчета с историей.

Воркфлоу построен, все необходимые параметры и настройки заданы, модель готова к проведению численных экспериментов. Кроме того, построенная синтетическая модель SRM-6 выложена в свободный доступ в сети интернет для учебных и исследовательских целей [132].

### 3 Метод выбора наиболее эффективного вида целевой функции

В данном разделе решаются две основные задачи диссертационного исследования. Сначала необходимо изучить степень и характер влияния на эффективность целевой функции ее компонентного состава, способов нормировки и способов взвешивания. Затем определить наиболее эффективный вид целевой функции в зависимости от задачи адаптации и исходных данных. Обе задачи решены посредством сравнительного анализа и вычислительных экспериментов на основе созданной синтетической модели SRM-6.

#### 3.1 Математическое выражение невязки

Основными математическими выражениями, суммарные значения которых используются для расчета значения целевой функции, являются:

1. Среднее линейное отклонение (СЛО);
2. Отклонение по методу наименьших квадратов (МНК);
3. Среднее квадратичное (СК).

Выражение СЛО, или среднее абсолютное отклонение, используется в методе наименьших модулей, представляет собой среднее арифметическое модулей всех отклонений расчетного значения от исторического (формула 3.1).

$$\text{СЛО} = \sum_n \frac{|S_i - O_i|}{n}, \quad (3.1)$$

где  $n$  – число шагов расчета,  $i$  – шага расчета,  $S$  – расчет,  $O$  – история.

СЛО измеряется в тех же величинах, что и сами данные, поэтому интуитивно понятно и интерпретируемо. Абсолютные отклонения являются надежными в том смысле, что они устойчивы к выбросам. Каждому отклонению придается одинаковый вес, прямо пропорционально абсолютным отклонениям, в отличие от суммы квадратов отклонений. Данное свойство может быть полезно в

исследованиях, где выбросам не нужно придавать больший вес, чем другим наблюдениям. Если важно придать выбросам больший вес, лучше выбрать метод наименьших квадратов. Этот метод обеспечивает максимум функции правдоподобия, если ошибки измерений подчиняются закону Лапласа. Для сравнения, метод наименьших квадратов обеспечивает максимум функции правдоподобия, когда ошибки распределены по Гауссу [37]. В публикациях по автоадаптации моделей месторождений углеводородов выражение целевой функции в виде СЛО используется редко, обычно при сравнении разных вариантов целевых функций.

Формула МНК является средним арифметическим квадратов отклонений (формула 3.2).

$$\text{МНК} = \sum_n \frac{(S_i - O_i)^2}{n}, \quad (3.2)$$

где  $n$  – число шагов расчета,  $i$  – шага расчета,  $S$  – расчет,  $O$  – история.

Для несмещенной оценки формула МНК равна ее дисперсии. Как и дисперсия, отклонение в виде МНК измеряется в квадратах единиц оцениваемых величин. Данное выражение часто используется в качестве функции потерь в статистике больше благодаря удобству, чем какому-то явному математическому преимуществу. Карл Гаусс, который ввел данную практику, понимал данную условность и был согласен с критикой [107]. В работе [66], где сравниваются разные формулировки целевой функции, в ходе численных экспериментов МНК показал более быструю минимизацию, чем СЛО.

Недостатком выражения отклонения в виде МНК является сильное взвешивание выбросов [63] вследствие возведения отклонений в квадрат.

Выражение СК представляет собой квадратный корень из среднего арифметического квадратов отклонений (формула 3.3).

$$\text{СК} = \sqrt{\sum_n \frac{(S_i - O_i)^2}{n}}, \quad (3.3)$$

где  $n$  – число шагов расчета,  $i$  – номер шага расчета,  $S$  – расчет,  $O$  – история.

СК измеряется в единицах измерения самой величины, для которой рассчитывается. За счет извлечения квадратного корня из квадратов отклонений чрезмерное взвешивание выбросов нивелируется.

Большинство коммерческих программ для ГГДМ с возможностью автоадаптации имеют в своем арсенале перечисленные способы математического выражения отклонений в целевой функции. Подавляющее большинство работ по автоадаптации успешно используют СК либо МНК [95, 96, 120, 130]. По причине большей устойчивости к выбросам в сравнении с МНК предпочтение в настоящем исследовании отдается выражению целевой функции в виде СК.

В программном комплексе Petrel реализованы варианты задания невязок в виде СЛО и СК. Для того, чтобы убедиться, что отброшенный вариант СЛО не представляет преимущества в процессе адаптации, была проведена серия численных экспериментов (рисунок 3.1).

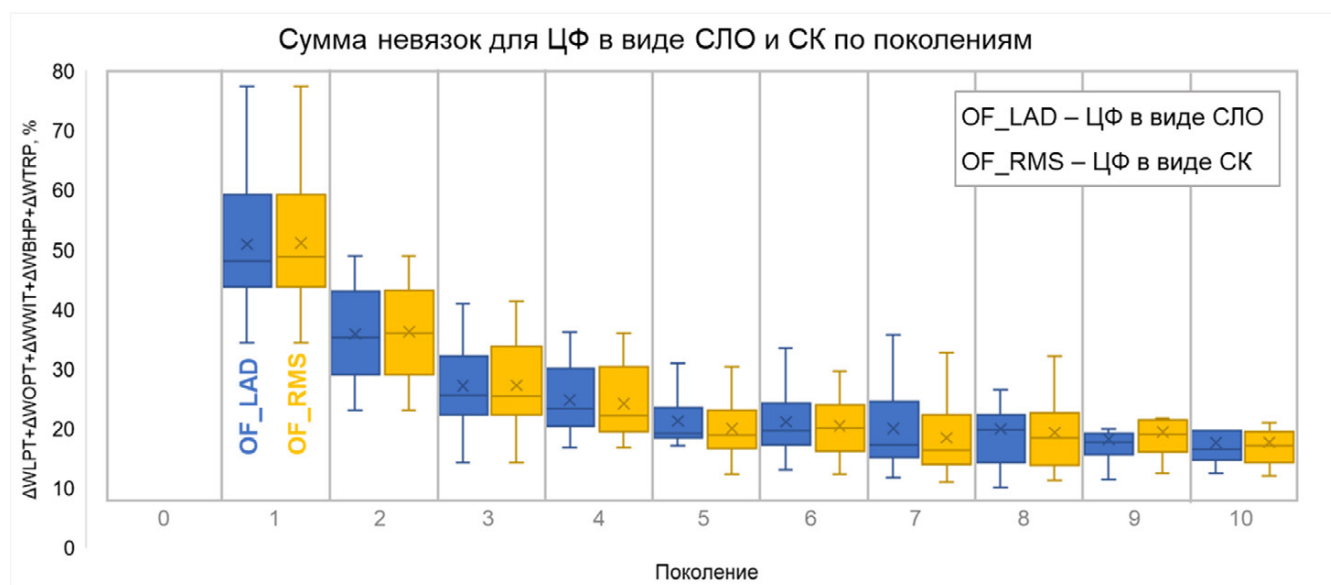


Рисунок 3.1 – Сравнение результатов оптимизации с целевой функцией в виде среднего линейного отклонения и среднего квадратического [15]

Для каждого из двух вариантов было рассчитано 10 циклов оптимизации для того, чтобы исключить влияние случайности. По вертикальной оси суммированы все основные отклонения по критериям качества адаптации. Как видно из рисунка 3.1, начиная с поколения 4 до 7 СК дает среднюю невязку на 1-2% меньше. Лучшие модели в поколениях с 4 по 7 дают невязку на 1-5% меньше.

Таким образом, для дальнейших вычислительных экспериментов с ЦФ целевой функцией целесообразно использовать математическое выражение невязок в виде СК.

### 3.2 Алгоритм расчета целевой функции

Алгоритм расчета ЦФ в виде суммарного СК в коммерческом программном комплексе выглядит следующим образом:

1. Получить результаты расчета модели из гидродинамического симулятора и соответствующие им исторические показатели, которые будут участвовать в расчете заданной целевой функции. Например, дебиты нефти по скважине, забойные давления и прочие по ключевым словам. Шаг данных – ежемесячно.

2. Рассчитать невязку между каждой расчетной и исторической точкой данных путем расчета разности величин.

3. Рассчитать нормированную невязку по одному из двух заранее задаваемых вариантов (формулы 3.4 и 3.5).

$$\Delta_k = \frac{S_{q,i,k} - O_{q,i,k}}{\sigma_{q,i,k}}, \quad (3.4)$$

$$\Delta_k = \frac{S_{q,i,k} - O_{q,i,k}}{O_{q,i,k}}, \quad (3.5)$$

где  $\Delta_k$  – нормированная невязка,  $S_{q,i,k}$  – расчетное и  $O_{q,i,k}$  историческое значение компонента  $q$  (например, дебит нефти) идентификатора  $i$  (например, скважины  $PI$  или группы скважин) на временном шаге  $k$ ,  $\sigma$  – погрешность измерения величины.

Формула 3.4 нормирует невязки на погрешности измерения, формула 3.5 нормирует на исторические значение величин.

4. Рассчитать суммарное СК для каждого идентификатора и компонента:

$$m(i, q) = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n w_k \Delta_k^2}{\sum_{k=1}^n w_k}}, \quad (3.6)$$

где  $m(i, q)$  – суммарное СК для каждого идентификатора  $i$  и компонента  $q$ ,  $w_k$  – весовые коэффициенты для временных шагов  $k$ , начиная с момента запуска скважины (начала появления данных),  $n$  – число шагов.

В гидродинамических симуляторах существует возможность задания разных временных весов для каждой комбинации идентификатора и компонента.

5. Рассчитать частные ЦФ для каждого компонента по формуле:

$$POF(q) = w_q \sum_{i=1} w_i m(i, q), \quad (3.7)$$

где  $POF(q)$  – частная ЦФ по компоненту  $q$ ,  $w_q$  – весовые коэффициенты для компонентов,  $w_i$  – весовые коэффициенты для идентификаторов.

6. Рассчитать глобальную ЦФ по формулам 3.8 или 3.9:

$$GOF = \sum_{q=1} POF(q), \quad (3.8)$$

$$GOF = \sum_{i=1} \sum_{q=1} w_i w_q m(i, q), \quad (3.9)$$

где  $GOF$  – глобальная ЦФ.

В итоге получаем общий вид формулы для расчета целевой функции:

$$GOF = \sum_{i=1} \sum_{q=1} w_i w_q \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n w_k \left( \frac{S_{q,i,k} - O_{q,i,k}}{\sigma_{q,i,k}} \right)^2}{\sum_{k=1}^n w_k}}, \quad (3.10)$$

В коммерческих гидродинамических симуляторах с возможностью автоадаптации расчет целевой функции автоматизирован. Однако, пользователю необходимо задать компоненты, способ нормировки и весовые коэффициенты для целевой функции, прежде чем переходить к процессу оптимизации. Изучение характера и степени влияния перечисленных настроек ЦФ на ее эффективность для задачи адаптации является одной из главных задач настоящего исследования.

### 3.3 Компонентный состав целевой функции

Выбор компонентов, входящих в целевую функцию, должен опираться на уравнение фильтрации флюида в пористой среде. Задается контроль по историческим дебитам и приемистостям скважин. При адаптации требуется подобрать значения параметров, влияющих на коэффициент продуктивности скважины так, чтобы забойные и пластовые давления воспроизводились моделью (рисунок 3.2).

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |   |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>Коэффициент<br/>продуктивности</p> <div style="border: 1px solid red; padding: 10px; width: fit-content; margin: 0 auto;"> <math display="block">\frac{2\pi kh}{B\mu(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + S_{\text{общ}})}</math> </div> <p style="color: red;">Неопределенности<br/>(параметры адаптации),<br/>требуется найти</p> | = | <p>Дебит на единицу<br/>перепада давления</p> <div style="border: 1px solid green; padding: 10px; width: fit-content; margin: 0 auto;"> <math display="block">\frac{Q}{(\overline{P}_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}</math> </div> <p style="color: green;">Исторические показатели,<br/>должны воспроизводиться<br/>в результате адаптации</p> | <p><math>Q</math> – дебит скважины по флюиду,<br/> <math>\overline{P}_{\text{пл}}</math> – среднее пластовое давление,<br/> <math>P_{\text{заб}}</math> – забойное давление,<br/> <math>k</math> – эфф. проницаемость по флюиду<br/> <math>h</math> – толщина коллектора,<br/> <math>B</math> – объемный коэффициент флюида,<br/> <math>\mu</math> – коэффициент вязкости флюида,<br/> <math>r_e</math> – радиус контура питания,<br/> <math>r_w</math> – радиус скважины,<br/> <math>S_{\text{общ}}</math> – суммарный скин-фактор</p> |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Рисунок 3.2 – Связь параметров адаптации с данными истории работы скважин в соответствии с законом течения флюида в пористой среде

Компонентный состав целевой функции должен однозначно обеспечивать исторические дебиты, приемистости и перепады давлений.

Коммерческие симуляторы позволяют выбирать самые разнообразные показатели работы скважин и месторождения в качестве компонентов целевой функции: текущие и накопленные дебиты и приемистости, забойные давления и давления по блоку ячеек, обводненность по скважине и месторождению, газовый фактор скважин и прочие показатели.

В настоящей диссертационной работе рекомендуется использование следующего набора компонентов [22]:

- Текущие дебиты и приемистости по всем типам флюидов;
- Забойные и пластовые (по ГДИС) давления по скважинам.

Использование текущих показателей позволяет избежать накопленные погрешности, которые присущи накопленным показателям работы скважин.

Накопленные показатели работы скважин являются интегральными величинами. В следствие этого при использовании их в целевой функции могут возникнуть следующие проблемы. Например, если в замерах дебита скважины будет ошибка (выброс) в начале её работы, то это отразится на значениях показателя накопленной добычи нефти, что ухудшит весь результат адаптации после выброса, поскольку оптимизационный алгоритм будет ориентироваться на искаженную историческую кривую накопленной добычи нефти (рисунок 3.3). В случае использования в целевой функции текущего дебита, такой проблемы нет.

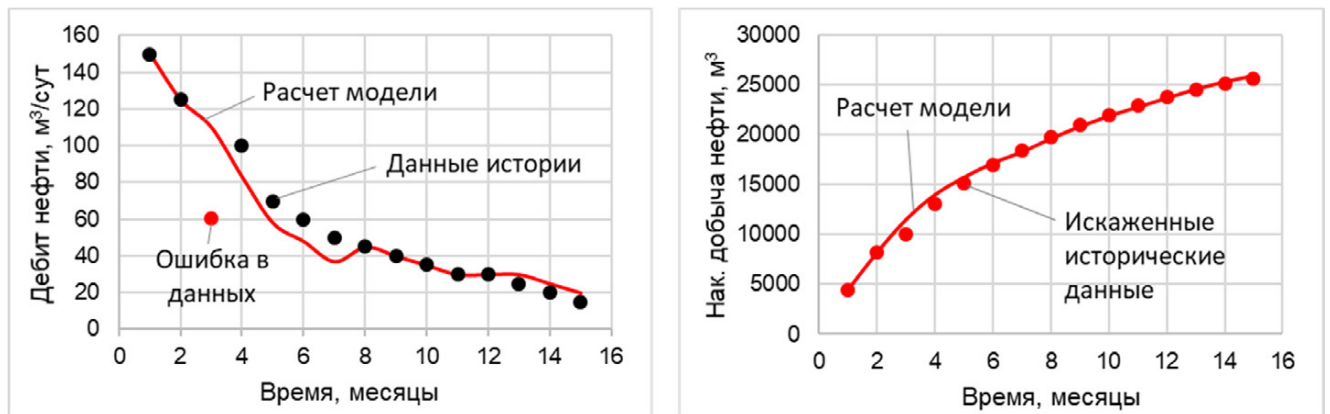


Рисунок 3.3 – Искажение истории накопленной добычи нефти из-за ошибки в данных по дебиту нефти в начальный период работы скважины

Вторая причина не включать накопленные показатели в целевую функцию показана на рисунке 3.4. На некоторых участках модельные значения по дебиту нефти могут превышать исторические значения, на других быть ниже. Интегральная адаптация по накопленной величине будет хорошая, однако при этом поведение скважины в части дебита будет воспроизводиться неточно.

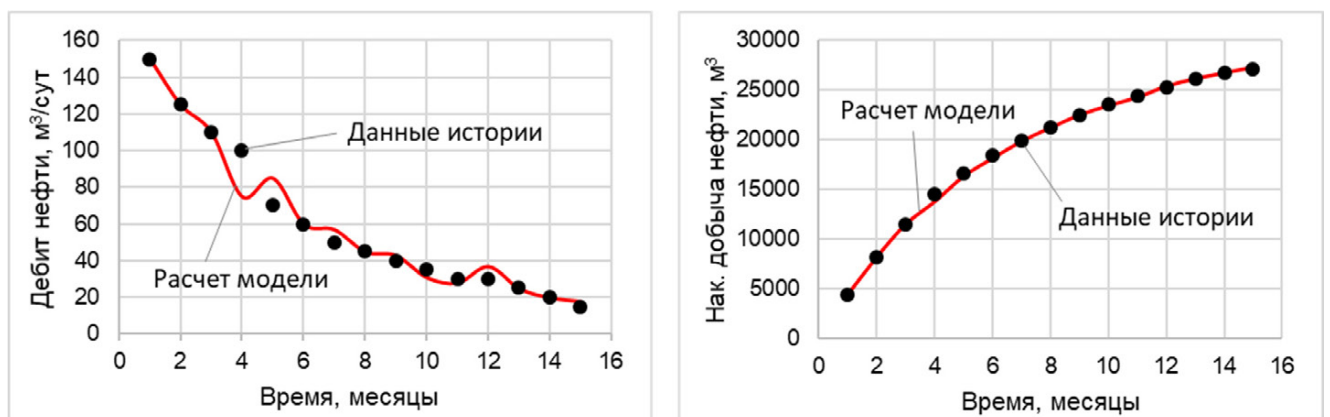


Рисунок 3.4 – Неточное воспроизведение дебитов нефти при точной адаптации по накопленной добыче нефти

Третий недостаток использования накопленных показателей проявляется в случае, когда присутствует резкое изменение дебита нефти в конце периода работы скважины. Типичным примером является проведение геолого-технологических мероприятий (ГТМ), таких как, например, гидравлический разрыв пласта (ГРП) с целью интенсификации притока флюида к скважине. Если в целевой функции использовать накопленную добычу, то на фоне большого значения данного показателя в позднем периоде работы скважины локальные изменения дебита не будут вносить существенный вклад в целевую функцию, что приведет к игнорированию адаптации данного резкого локального изменения дебита (рисунок 3.5).

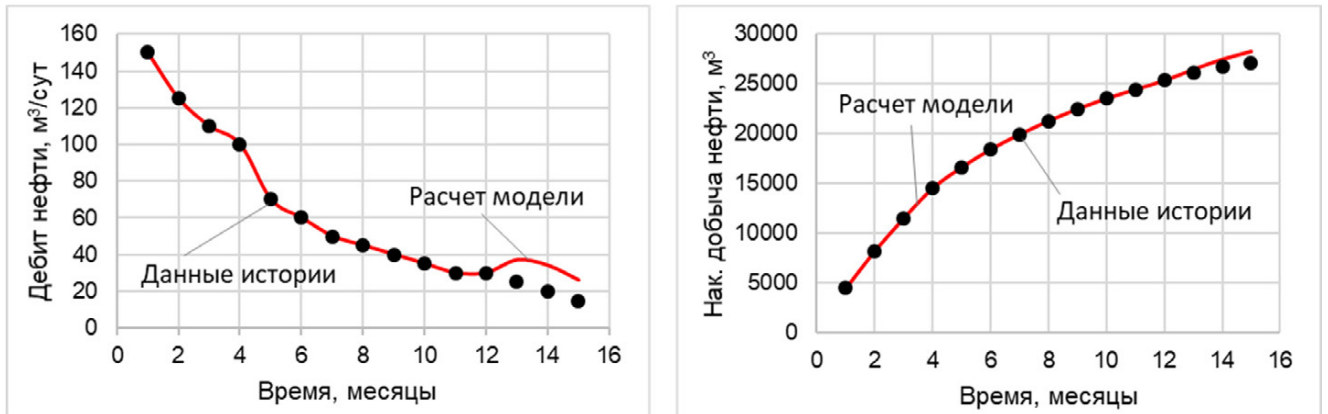


Рисунок 3.5 – Неточное воспроизведение локальных особенностей поведения кривой по дебиту нефти при точной адаптации по накопленной добыче нефти

Когда задано всего 2 флюида, то математически один компонент должен был бы обеспечить сходимость по второму, так как по их сумме стоит контроль модели. Но это не всегда соблюдается по следующей причине. При невозможности обеспечить потоки флюидов при найденной продуктивности пласта и минимальных забойных давлениях контроль по жидкости перестает выполняться и расчет модели переходит в режим контроля по заданному забойному давлению.

Рассмотрим следующий пример, представленный на рисунке 3.6. Дана скважина, добывающая двухфазный флюид – водонефтяную смесь. Нужно произвести адаптацию модели на историю работы скважины. Поскольку контроль модели осуществляется по жидкости, то теоретически включение в целевую

функцию дебита нефти должно одновременно обеспечить воспроизведение дебита воды.

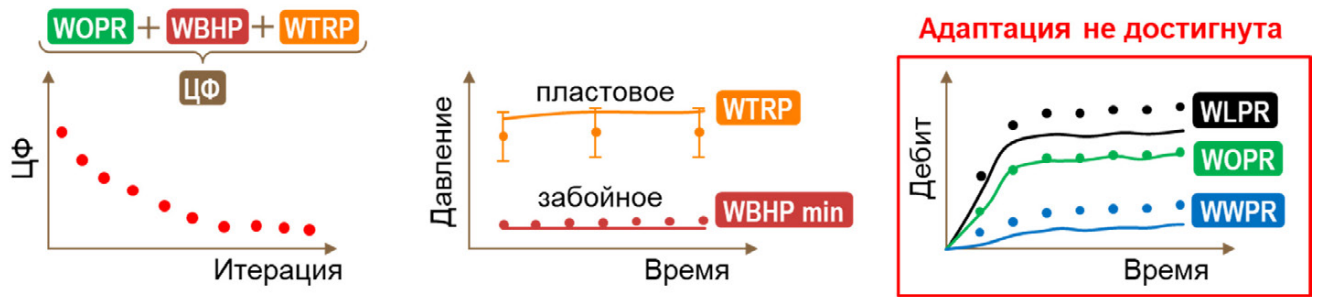


Рисунок 3.6 – Пример нарушения контроля по жидкости вследствие занижения продуктивности скважины

В качестве компонентов в целевую функцию включаются дебит нефти, забойное и пластовое давления. Важно понимать, что данные ГДИС, особенно более чем 10-20 летней давности, зачастую обладают низкой достоверностью и высоким уровнем погрешности. Поэтому вклад невязки по пластовому давлению в ЦФ может оказаться маленьким вследствие большой погрешности или недостоверности замеров давлений по ГДИС, из-за чего часть данных может быть исключена вовсе.

В итоге можно получить следующий результат: ЦФ минимизирована, дебит нефти сошелся, забойное и пластовое давления в пределах своей точности также сошлись. Но не сошелся дебит жидкости и воды, поскольку контроль по жидкости был нарушен и дебит воды отсутствовал в ЦФ. Подобная ситуация возникает, когда комбинация параметров адаптации не дает достаточную продуктивность для обеспечения дебитов жидкости даже при минимальном забойном давлении. Как результат, при минимизации целевой функции, коэффициент продуктивности будет занижен. Ситуация с нагнетательными скважинами аналогичная, то есть требуется включение приемистости в целевую функцию. Таким образом, несмотря на контроль модели по жидкости, необходимо включать в целевую функцию дебиты и приемистости всех типов пластового флюида без исключения.

Включение обводненности в целевую функцию нежелательно, поскольку этот показатель является производной величиной и содержит комбинированную погрешность, исходящую из измерений дебитов. Кроме того, вариант с дебитами

более гибкий по сравнению с обводненностью, так как позволяет задать разную погрешность измерения для нефти и воды. Включение в целевую функцию компонента обводненности при наличии компонентов дебитов приведёт фактически к двойному учёту невязок по дебитам, что сместит акцент с численного вклада других компонентов, например, забойного давления. В свою очередь это скажется негативно на процессе адаптации по сумме критериев в целом.

Исходя из закона фильтрации, получение надёжной модели в результате адаптации без данных о пластовых давлениях возможно только в случае постоянства скин-фактора на всех скважинах и замкнутости системы, то есть отсутствия активного аквифера. В таком случае сходимость количества добытого и закаченного флюидов обеспечат материальный баланс, и пластовые давления в окрестностях скважин будут близки истинным значениям. Однако, описанные условия на практике редки. Многие месторождения имеют активный аквифер. Скин-факторы скважин не постоянны во времени. Таким образом, наличие в целевой функции компонента пластового давления является обязательным для качественной адаптации модели, которая будет учитывать энергетическое состояние пласта.

Как правило, при адаптации большее внимание уделяется сходимости дебитов нефти, чем забойным давлениям. На рисунке 3.7 приведен лучший результат адаптации без учета давлений (итерация 92 из 100).

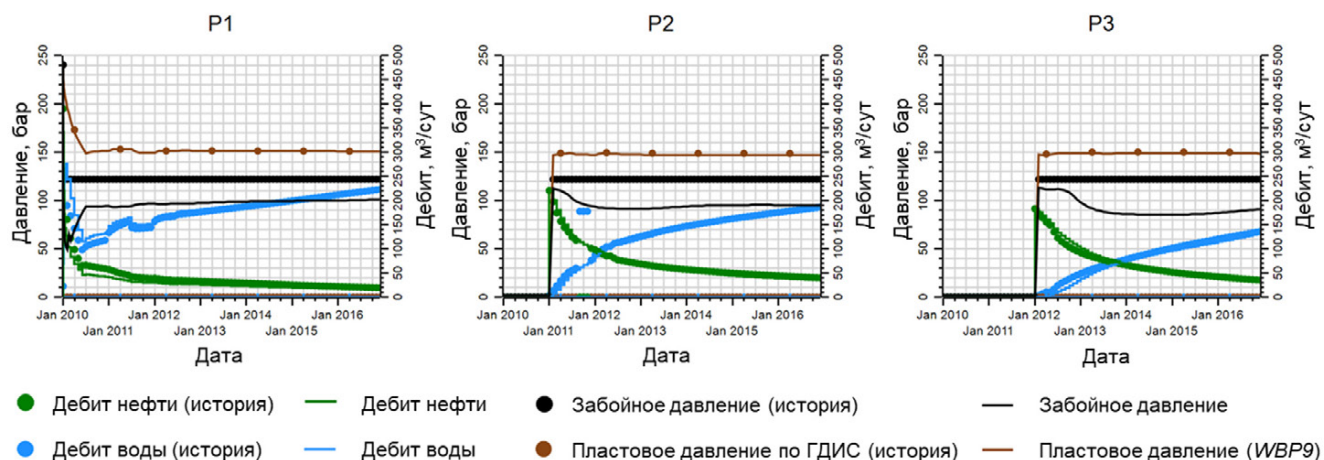


Рисунок 3.7 – Результат адаптации без компонентов давлений в целевой функции

Показаны все добывающие скважины. Адаптация по дебитам хорошая. Благодаря отсутствию активного аквифера пластовые давления тоже сходятся. Однако, по забойным давлениям качественная адаптация не достигнута. Расхождение забойного давления скважины *P1* в начале работы превышает 50%.

На рисунке 3.8 приведено сравнение результатов адаптации для случаев с наличием и отсутствием компонентов давлений в целевой функции. По осям графика даны суммарные отклонения показателей созданных моделей от критериев качества адаптации, то есть свыше допустимых пороговых значений. Чем ниже точки на графике, тем ближе модель к качественной адаптации по добыче и закачке. Чем левее точки, тем ближе к достижению критериев качества, связанных с давлениями. Точки, лежащие на соответствующих осях, обозначают достижение моделью той или другой группы критериев качества. Данный тип графика является одним из способов для сравнения эффективности целевых функций в работе.

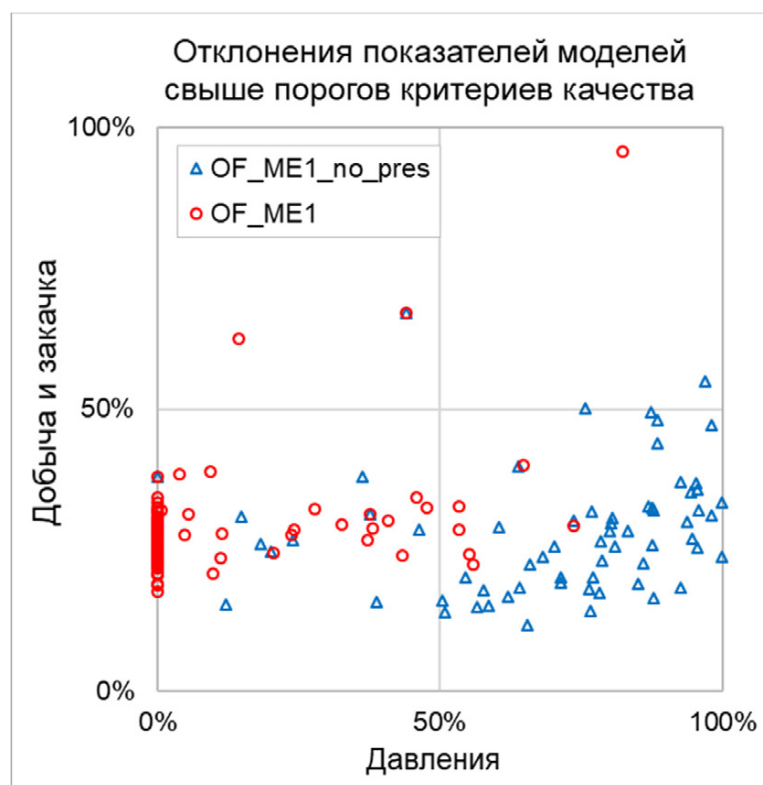


Рисунок 3.8 – Результаты адаптации при наличии и отсутствии компонентов давлений в целевой функции

Адаптация без давлений (треугольники) дает лучшую сходимость по добыче и закачке, чем адаптация с давлениями (кружки). Однако качественная адаптация по забойным давлениям остается не достижимой в течение всего цикла

автоадаптации (100 итераций) без включения забойных давлений в целевую функцию. Напротив, в случае с наличием компонентов давлений в целевой функции, многие модели соответствуют критерию качества адаптации по давлениям. Тем не менее, адаптация по добыче и закачке не удовлетворяет заданным критериям качества. В настоящем исследовании будет решена задача более качественной адаптации за счет нормировки на погрешности измерений и задания весовых коэффициентов для компонентов целевой функции.

Поскольку забойные давления обязательны для корректной адаптации и относятся к конкретным скважинам, то имеет смысл использовать поскважинные дебиты и приемистости, а не в целом по месторождению. Воспроизведение показателей по скважинам гарантирует воспроизведение показателей по месторождению. Обратное утверждение справедливо не всегда. Кроме того, использование поскважинных показателей позволит при необходимости задавать разные весовые коэффициенты для скважин. Численное моделирование на синтетической модели показало одинаковый результат по качеству и скорости адаптации в случае использования показателей только по скважинам и при одновременном использовании показателей по скважинам и месторождению в целом (рисунок 3.9). Поэтому включение показателей по месторождению в уравнение ЦФ не имеет смысла.

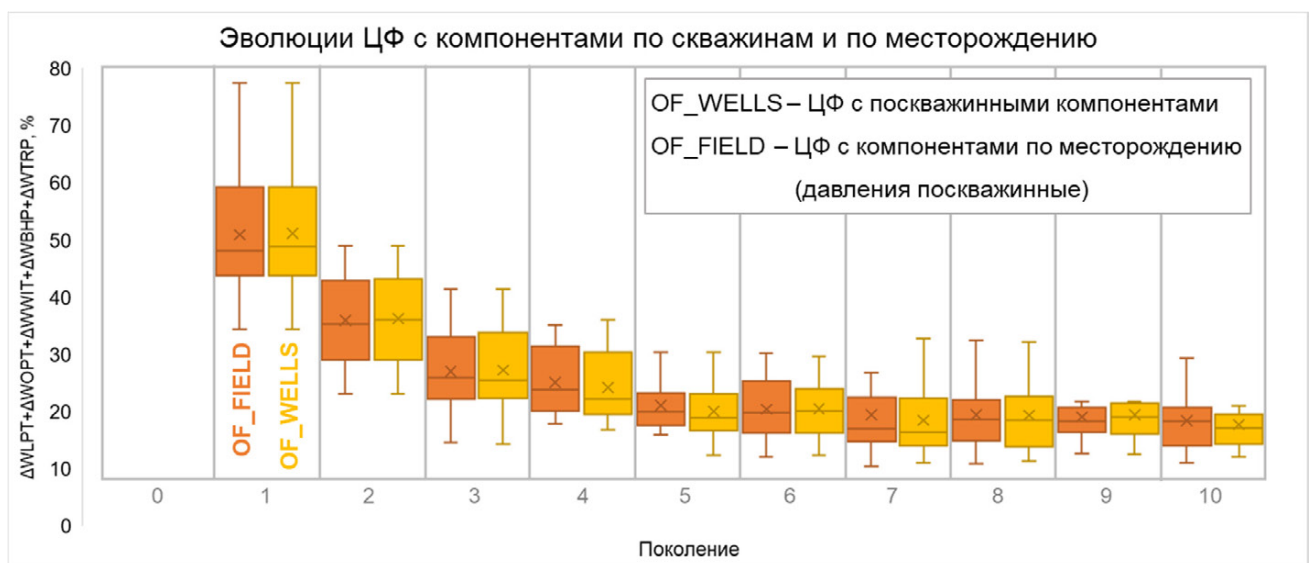


Рисунок 3.9 – Сравнение эволюции ЦФ с компонентами по скважинам и по месторождению

На основе описанных выше причин и закономерностей, выводы о которых получены в результате тщательного анализа и численного моделирования на модели SRM-6, при проведении дальнейших вычислительных экспериментов используются следующие 5 компонентов ЦФ: поскважинные дебиты нефти и воды, приемистости воды, забойные и пластовые давления для скважин.

### 3.4 Способы нормировки целевой функции

Алгоритм расчета целевой функции включает в себя нормировку невязок. Основными способами нормировки являются нормировка на исторические значения и на погрешности измерений. Данные нормировки принципиально отличаются друг от друга, представлены формулами 3.4 и 3.5, имеют свои преимущества и недостатки, которые проявляются при решении задачи адаптации.

На рисунке 3.10 представлены графики аналитического расчета невязок с разными способами нормировки. В верхней части рисунка динамика показателей разработки месторождения, сплошными линиями показаны расчетные значения, точками исторические.

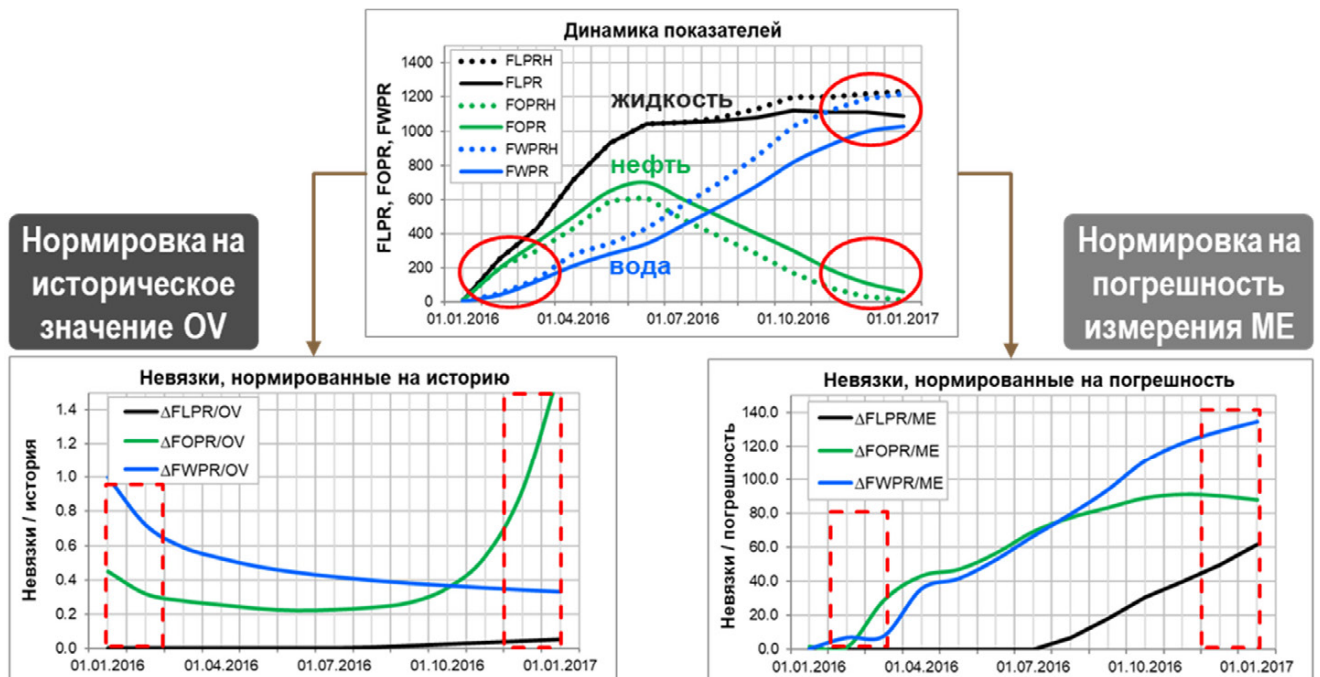


Рисунок 3.10 – Способы нормировки целевой функции

Красными кругами обведены невязки по дебиту нефти и дебиту воды в начале и конце разработки. Погрешности измерений характеризуют расхождение в абсолютных величинах. Для разных типов данных погрешности разные, зависят от типов приборов, принципа измерения, фактического износа комплектующих, от величины измеряемых параметров и прочего. У практикующего инженера существуют представления о приблизительных диапазонах точности того или иного типа измеренных данных. Известно, что точность измерения дебита нефти существенно выше точности рассчитанных через динамический уровень жидкости данных о забойных давлениях в скважинах. Однако, достоверность и точность количественной оценки уровня погрешности довольно условна ввиду отсутствия информации обо всех влияющих на погрешность факторах. Кроме того, данный вид погрешности не учитывает различную точность данных при значительно отличающихся абсолютных значениях. Например, точность измерения дебита скважины с притоком  $50\text{ м}^3/\text{сут}$  или  $500\text{ м}^3/\text{сут}$  может отличаться.

Важным преимуществом данного варианта нормировки является возможность задавать разный уровень погрешности для разных компонентов ЦФ. Как правило, дебиты жидкости имеют существенно более высокую точность измерения, чем забойные и пластовые давления. Измерению дебита нефти отводится большее внимание, чем дебиту воды, поскольку в итоге нефтяной компании нужно продать чистую нефть.

Нормировка на историческое значение вносит вклад в ЦФ пропорционально относительному расхождению расчета от измерения. С одной стороны, такой вариант нормировки может быть проще и удобнее. Простота в том, что не требуется задавать погрешности измерений. Удобство в том, что разнородные компоненты ЦФ одинаково описываются одним видом расхождения.

Отсутствие возможности задавать разный уровень погрешностей для разных компонентов целевой функции относится скорее к недостаткам, так как не позволяет достигать допустимого расхождения расчета с историей в соответствии с точностью измерений.

Существует и более значительный недостаток нормировки на историческое значение. На рисунке 3.10 показаны как меняются значения нормированной невязки. С инженерной точки зрения картина справа лучше отражает качество адаптации, то есть близость показателей разработки. Невязки растут от начала к концу рассматриваемого периода. В варианте нормировки на историю (слева) виден скачок нормированных невязок в самом начале и в самом конце, причем маленькое расхождение нефти в конце вносит большой вклад, так как историческое значение мало. В то же время большое расхождение по дебиту воды в конце периода наоборот вносит самый маленький вклад в значение ЦФ, что нелогично с инженерной точки зрения.

Для проверки теоретических выводов проведены вычислительные эксперименты на синтетической модели, в которой осуществлена имитация заколонного перетока в добывающей скважине *P2* (рисунок 3.11) [19, 21, 82]. Обводненность резко выросла до 99.9% и держалась на протяжении трех месяцев с сентября по ноябрь 2011 года. Дебит нефти упал до  $0.001 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Затем после ремонтно-изоляционных работ в декабре 2011 года дебит нефти вернулся к уровню до заколонного перетока. Значение целевой функции в ходе адаптации уменьшалось, что свидетельствует об успешной оптимизации (рисунок 3.11).

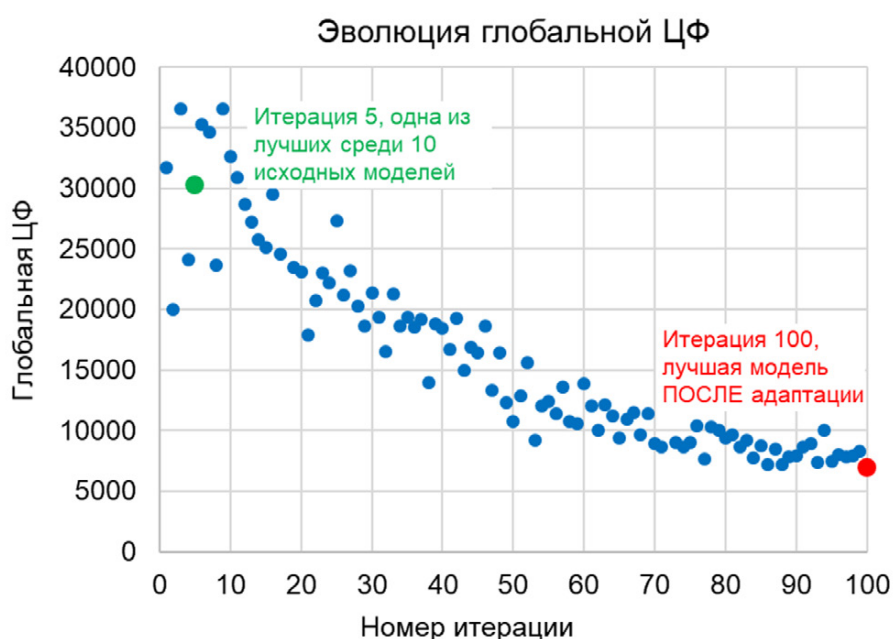


Рисунок 3.11 – Эволюция целевой функции, нормированной на исторические значения

Рассмотрим результаты расчетов итераций 5 и 100 на рисунке 3.12.

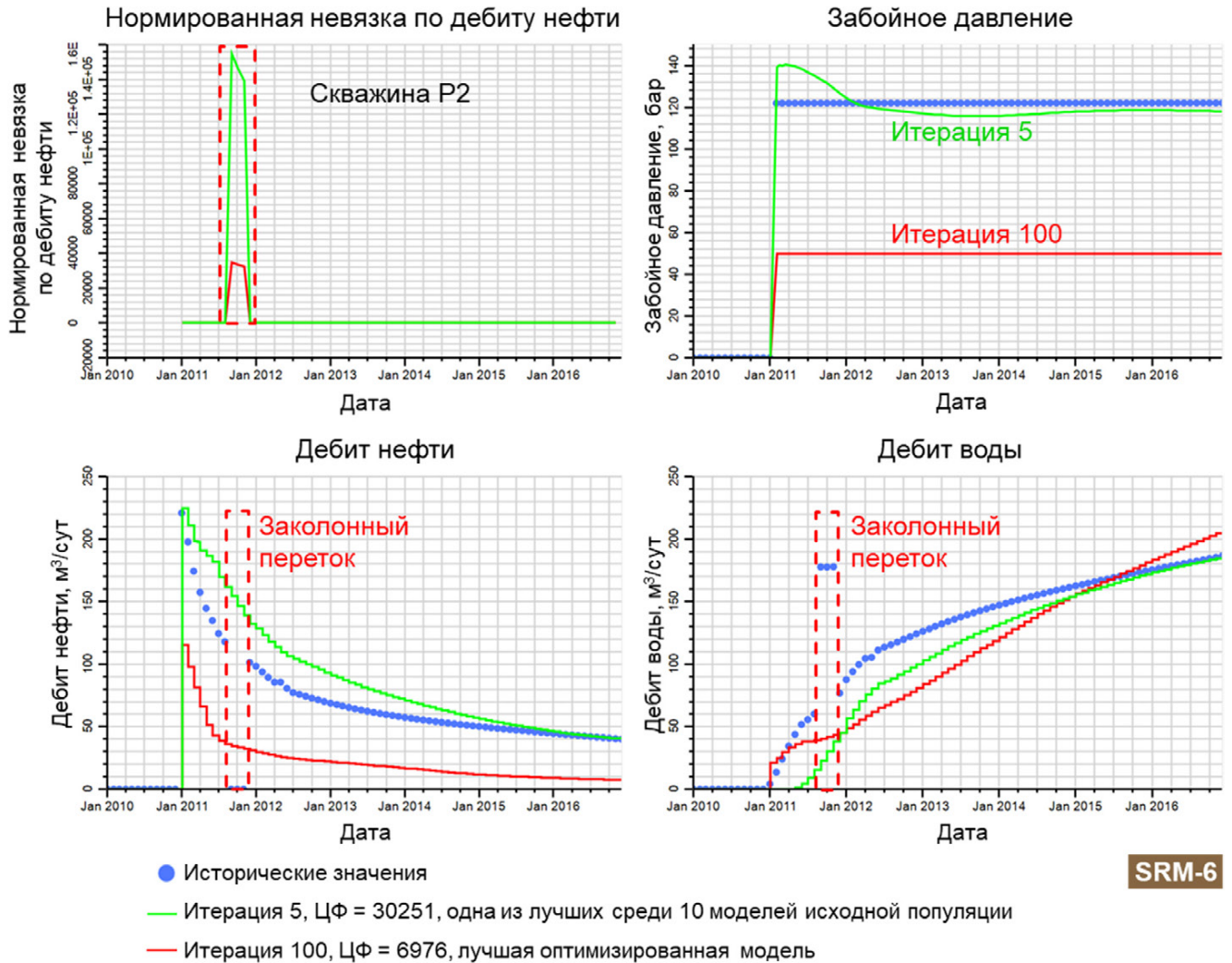


Рисунок 3.12 – Пример ухудшения качества адаптации при использовании целевой функции, нормированной на исторические значения

Как видно из графиков, на шагах расчета, где историческое значение на порядки меньше расчетного, происходит большой вклад в целевую функцию за счёт деления на малую величину. В целевой функции модели 5-й итерации (зеленая линия) на сентябрь 2011 года создается пиковое значение нормированной невязки по дебиту нефти равное 155000, в то время как на остальных шагах времени данная величина варьируется в пределах 1. Данный эффект приводит к тому, что оптимизатор, пытаясь минимизировать значение целевой функции, игнорирует адаптацию на других участках, где отсутствует описанный эффект. Как показано на рисунках 3.11 и 3.12 с каждой итерацией значение целевой функции уменьшается, но показатели работы скважин все хуже воспроизводятся моделью,

то есть такая целевая функция не характеризует качество адаптации. Сравнение результатов адаптации с нормировкой на исторические значения и нормировкой на погрешности измерений (по умолчанию равны 1) показаны на рисунке 3.13.

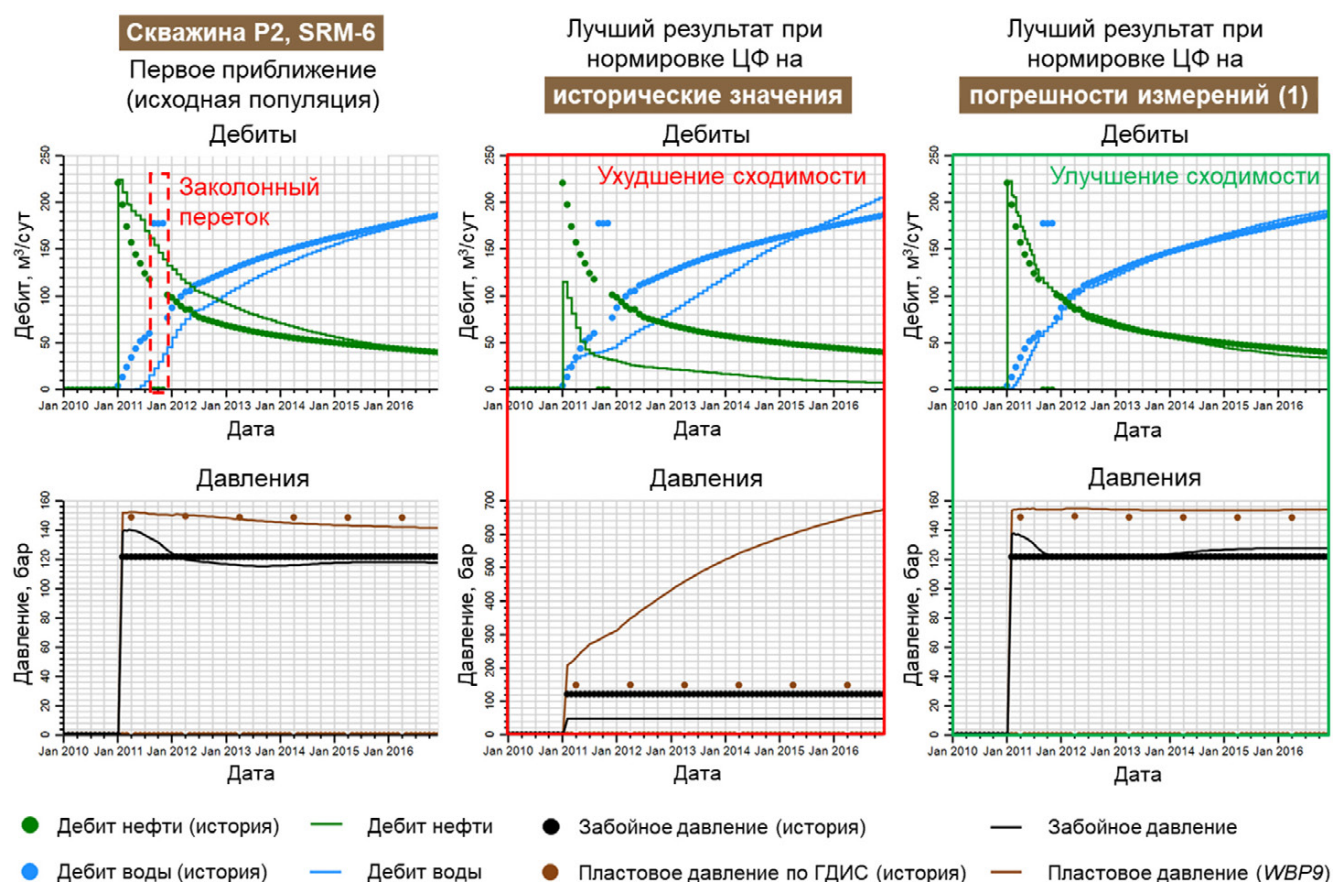


Рисунок 3.13 – Сравнение результатов адаптации на примере скважины P2 при разных нормировках целевой функции

Из одного и того же набора моделей первого приближения (исходная популяция) получены совершенно разные результаты адаптации. Поведение дебитов и давлений согласуется с общим ухудшением адаптации при нормировке на историю и общим улучшением адаптации при нормировке на погрешности. Данный пример ярко демонстрирует важность формулировки целевой функции для результатов решения оптимизационной задачи, и что более важно, для получения качественного результата с инженерной точки зрения.

В связи с вышеперечисленным рекомендуется использовать нормировку на погрешности измерения. Полученный вывод является одним из важнейших в настоящем диссертационном исследовании.

На практике дебиты и приемистости измеряются расходомерами в обязательном порядке. Особенное внимание уделяется точному измерению дебитов нефти, поскольку именно ради добычи и реализации углеводородов разрабатывается месторождение. Забойные давления, как правило, обладают меньшей точностью, не всегда измеряются забойными манометрами, часто рассчитываются из уровня флюида в затрубе скважины выше приемом насоса. Расчетный метод получения данных о забойном давлении существенно менее точен, поскольку плотность газожидкостной смеси в затрубе может варьироваться в широких пределах и достоверно неизвестна. При составлении критериев качества адаптации к сходимости давлений предъявляются менее строгие требования. Если накопленная добыча нефти должен воспроизводиться в пределах 10%, то тренд забойного давления в пределах 25%. В настоящем исследовании для дальнейших численных экспериментов приняты погрешности измерений для дебитов и приемистостей на уровне  $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ , для пластовых и забойных давлений 10 бар.

На рисунке 3.14 приведено сравнение результатов адаптации модели при нормировке компонентов давлений на разные уровни погрешности.

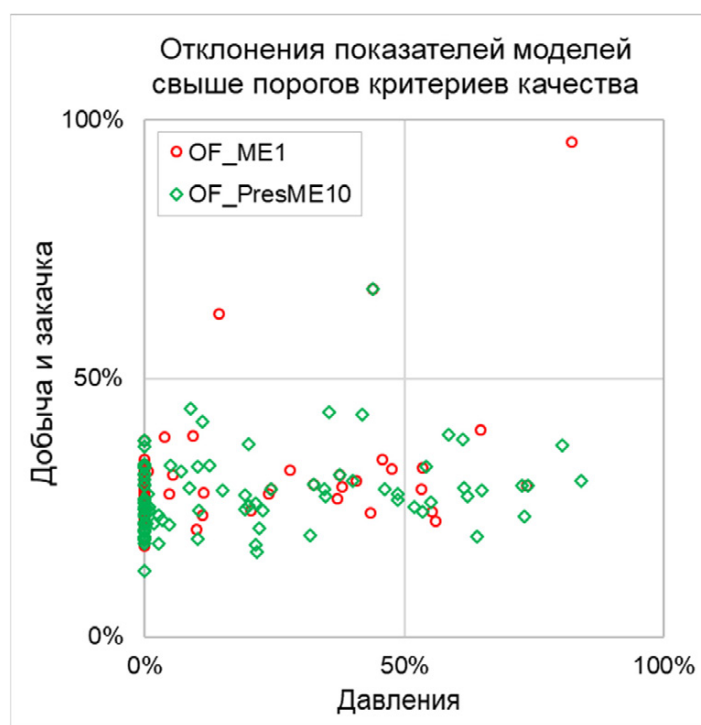


Рисунок 3.14 – Результаты адаптации при нормировке компонентов давлений на погрешность измерения 1 бар и 10 бар

При нормировке давлений на 1 бар (кружки) моделей с хорошей адаптацией по давлениям больше, чем при нормировке на 10 бар (ромбы). Однако, при использовании нормировки 10 бар добыча и закачка адаптируется несколько лучше. Численный вклад компонентов давлений в целевую функцию снижается по отношению к дебитам и приемистостям, что приводит к более быстрой и качественной адаптации добычи и закачки. Стоит отметить, что главная цель задания характерной погрешности измерения заключается в учете алгоритмом точности того или иного типа данных. Если погрешность равна 10 бар и адаптированное давление отличается от исторического на 10 бар, то данное отличие лежит в пределах погрешности данного измерения, адаптация же считается качественной. Таким образом, рекомендуется задавать погрешности измерения для компонентов целевой функции на основе физического и инженерного понимания, что позволит автоадаптации быть обоснованной не только с математической точки зрения. Кроме этого, исключается риск получения проблем с оптимизацией при нормировке на малую величину из данных истории.

При нормировке на погрешности измерения есть риск получить несоизмеримые между собой вклады компонентов в целевую функцию в том случае, когда величины разнородных данных истории в численном выражении сильно отличаются друг от друга. В подобном случае предлагается использовать весовые коэффициенты для компонентов целевой функции.

### **3.5 Задание весовых коэффициентов для целевой функции**

Весовые коэффициенты позволяют задать разную степень влияния составляющих целевой функции на ее итоговое численное значение. Необходимость взвешивания может исходить из разного уровня достоверности данных истории, разной приоритетности адаптации показателей, разного порядка величин компонентов в составе целевой функции [16]. По сути, возможность задания различного вида весовых коэффициентов в единой целевой функции дает

гибкость, которая присутствует в подходе с многокритериальной оптимизацией. Но при этом не нужно иметь дело с проблемами многокритериального подхода, такими как проклятие размерности и необходимость группирования множества целей.

В большинстве современных коммерческих программ для геолого-гидродинамического моделирования с возможностью автоадаптации реализована возможность задавать следующие виды весовых коэффициентов (формула 3.10):

- Для идентификаторов  $Wi$ ;
- Для компонентов  $Wq$ ;
- Для временных шагов  $Wk$ .

Рассмотрим роль каждого вида весовых коэффициентов, цели, причины и условия их применения, а также степень и характер их влияния на эффективность целевой функции в достижении качественной адаптации.

Весовые коэффициенты для идентификатора умножаются на сумму невязок по идентификаторам, которыми могут быть скважины, группы скважин либо месторождение в целом. На рисунке 3.15 схематично показаны весовые коэффициенты для идентификатора на примере добывающих и нагнетательных скважин.

Причинами применения подобных весов могут быть разное доверие к качеству замеров по отдельным скважинам либо стремление скорректировать влияние некоторых скважин на адаптацию в зоне интереса.

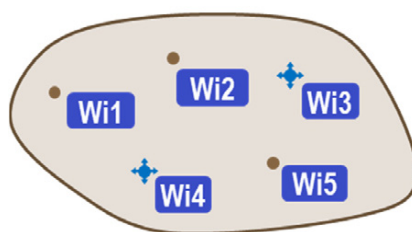


Рисунок 3.15 – Весовые коэффициенты для скважин

В первом случае понижающий вес для скважины целесообразно применить, если качество замеров всех показателей работы скважины в целом вызывают у инженера сомнения. Например, ГДИС не проводились либо были некачественные,

забойного датчика давления не было, расчет забойного давления был по динамическому уровню газожидкостной смеси в затрубе скважины, расходомер имел высокую степень износа и давал неточные показания. Если в адаптации участвуют другие скважины с более надежными данными, то описанной скважине рекомендуется присвоить вес 0. В противном случае придется сохранить вес 1 для скважины, поскольку других ориентиров для адаптации нет.

Другой причиной применения весовых коэффициентов для идентификатора, может быть стремление акцентировать целевую функцию на адаптацию в зоне интереса. На рисунке 3.16 показан пример распределения весов для адаптации модели с целью прогноза показателей планируемой к бурению скважины.

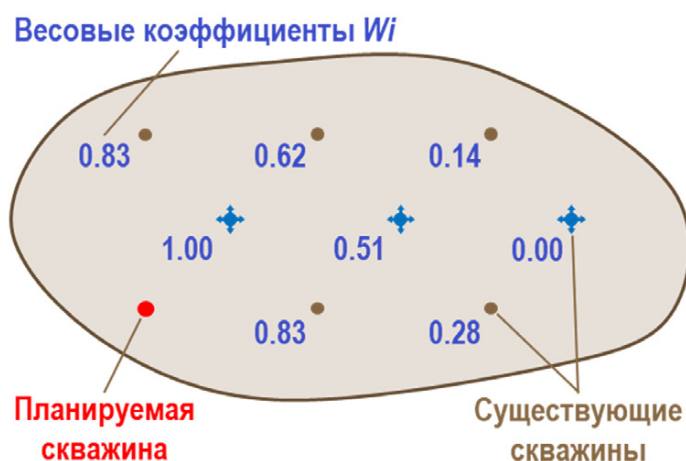


Рисунок 3.16 – Пример распределения весовых коэффициентов по скважинам для адаптации модели с целью прогноза по планируемой скважине

Данный пример справедлив при допущении, что влияние скважин пропорционально их расстоянию от планируемой точки бурения. В случае однородного выдержанного коллектора такое допущение вполне оправдано.

Предложенный способ распределения весовых коэффициентов для скважин математически описывается формулой 3.11

$$w_i = 1 - \frac{d_i}{d_{max}} = \frac{\sqrt{(x_i - x_0)^2 + (y_i - y_0)^2}}{\sqrt{(x_{max} - x_0)^2 + (y_{max} - y_0)^2}}, \quad (3.11)$$

где  $w_i$  – весовой коэффициент для скважины  $i$ ,  $d_i$  – расстояние от центра зоны интереса до скважины  $i$ ,  $d_{max}$  – расстояние от центра зоны интереса до самой отдаленной скважины,  $x_0$  и  $y_0$  – координаты центра зоны интереса,  $x_i$  и  $y_i$  –

координаты скважины  $i$ ,  $x_{max}$  и  $y_{max}$  – координаты самой отдаленной от центра зоны интереса скважины.

Скважины, отдаленные от зоны интереса, будут вносить меньший вклад в целевую функцию. Таким образом, адаптация сосредоточится на минимизации невязок в окрестности планируемого бурения.

Весовые коэффициенты для компонентов умножаются на сумму невязок по компонентам ЦФ, которыми могут быть дебит нефти, дебит воды, забойное давление и прочие показатели работы скважин и месторождения (рисунок 3.17).

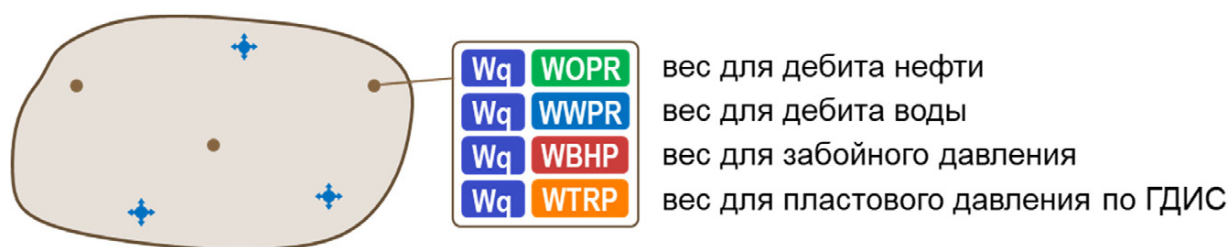


Рисунок 3.17 – Схематическое представление весовых коэффициентов для компонентов целевой функции

При адаптации модели величины входящих в целевую функцию компонентов могут значительно различаться, тем самым смещая фокус адаптации на компоненты с большими численными значениями.

На рисунке 3.18 приведен пример того, насколько сильно могут отличаться численные значения разнородных величин, входящих в целевую функцию. Здесь проявляется недостаток нормировки на погрешность измерения, которая не учитывает величину численного значения. С точки зрения расхождений по абсолютным значениям, невязка по дебиту нефти в  $50 \text{ м}^3/\text{сут}$  и забойному давлению в 50 бар эквивалентны при допущении об одинаковом уровне погрешностей. Однако, с инженерной точки зрения относительное расхождение по дебиту нефти составляет 1 процент, тогда как невязка по давлению достигает 50%.

Данный пример показывает необходимость взвешивания компонентов целевой функции обратно пропорционально их средним числовым значениям для того, чтобы каждый показатель сохранял сопоставимое влияние в рамках своей погрешности измерения.

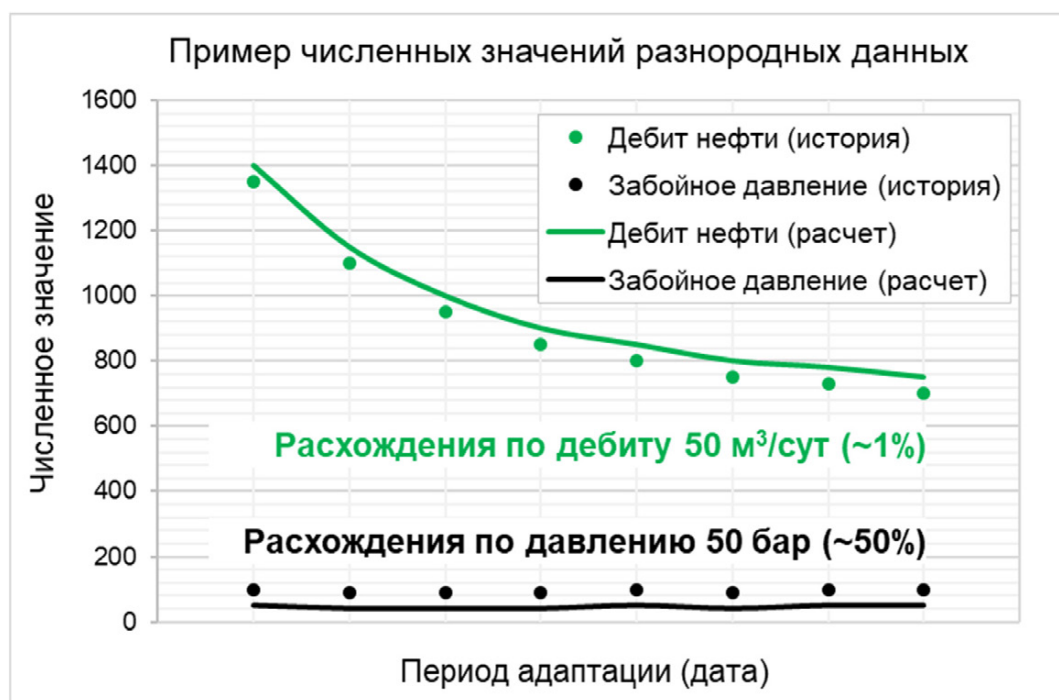


Рисунок 3.18 – Сравнение расхождений разнородных показателей работы скважины при отличии численных значений на порядок

Формулы расчета весовых коэффициентов для выбранного набора компонентов целевой функции приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 Весовые коэффициенты для компонентов целевой функции

| Компонент целевой функции             | Вес                               |
|---------------------------------------|-----------------------------------|
| Дебит нефти для всех скважин          | 1                                 |
| Дебит воды для всех скважин           | $\overline{WOPR}/\overline{WWPR}$ |
| Приемистость воды для всех скважин    | $\overline{WOPR}/\overline{WWIR}$ |
| Забойное давления для каждой скважины | $\overline{WOPR}/WBHP_i$          |
| Пластовое давление для каждой скважин | $\overline{WOPR}/WTRP_i$          |

Расшифровка аббревиатур в таблице:  $\overline{WOPR}$  – средний дебит нефти,  $\overline{WWPR}$  – средний дебит воды;  $\overline{WWIR}$  – средняя приемистость воды;  $WBHP_i$  – забойное давление  $i$ -й скважины;  $WTRP_i$  – пластовое давление по ГДИС  $i$ -й скважины.

Таким образом, каждый компонент целевой функции будет вносить в глобальную целевую функцию сопоставимое по величине значение, позволяя оптимизационному алгоритму адаптировать модель равносильно по всем компонентам.

Рассмотрим детально средние численные значения показателей работы скважин модели SRM-6 (рисунок 3.19). Средние значения забойный и пластовых давлений в 2-3 раза выше, чем дебитов нефти. Поскольку расхождения по приведенным показателям входят в целевую функцию, то возникла гипотеза, что значительное превышение значений давлений над значениями дебитов нефти могут снижать эффективность целевой функции, приводя к ухудшению адаптации по дебиту нефти.

На основе исторических данных по средним значениям дебита нефти, забойных и пластовых давлений в окрестностях добывающих и нагнетательных скважин рассчитаны весовые коэффициенты для компонентов давлений обратно пропорционально их превышению над значением среднего дебита нефти добывающих скважин синтетической модели SRM-6 (таблица 3.2).

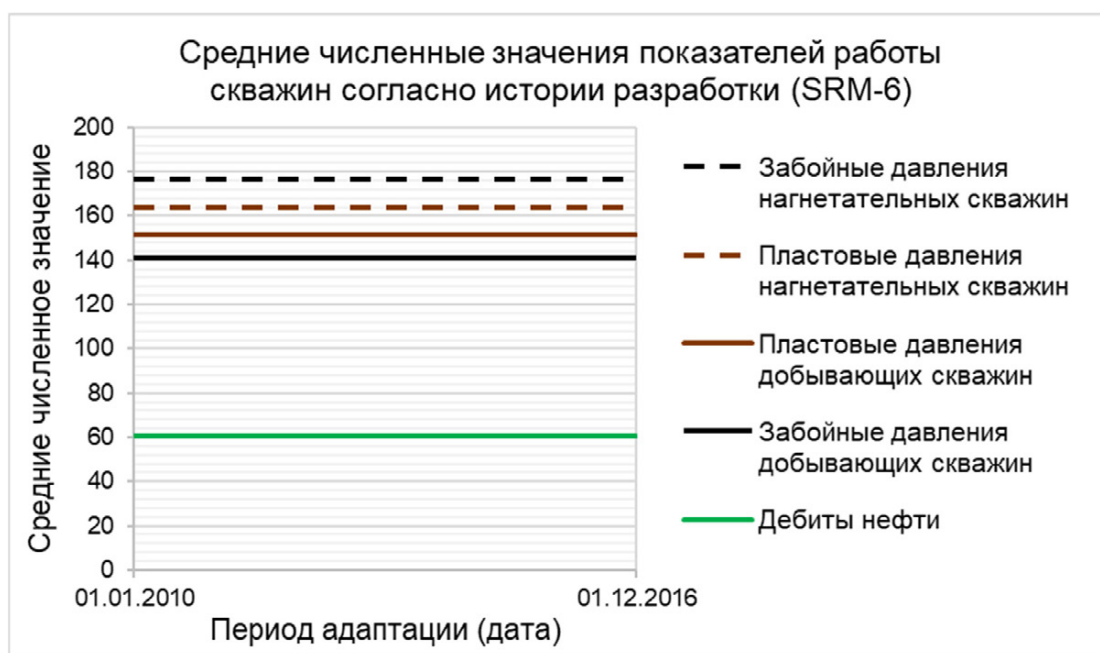


Рисунок 3.19 – Средние численные значения показателей работы скважин модели SRM-6 согласно истории разработки

Кроме указанных в таблице в целевую функцию входят компоненты дебита воды и приемистости воды. Дебит воды имеет средние значения близкие к дебиту нефти. Более того, как правило, дебит воды менее важен для адаптации. Поэтому для дебита воды весовой коэффициент в случае адаптации SRM-6 не применяется.

Таблица 3.2 – Весовые коэффициенты для компонентов целевой функции

| № | Компонент, входящий в целевую функцию     | Среднее значение | Вес  |
|---|-------------------------------------------|------------------|------|
| 1 | Дебит нефти                               | 60               | 1.00 |
| 2 | Забойное давление добывающих скважин      | 141              | 0.43 |
| 3 | Забойное давление нагнетательных скважин  | 177              | 0.34 |
| 4 | Пластовое давление добывающих скважин     | 151              | 0.40 |
| 5 | Пластовое давление нагнетательных скважин | 164              | 0.37 |

Весовой коэффициент для приемистости воды не применяется по той причине, что по этому показателю адаптация практически всегда идеальная. Адаптировать закачку однофазного флюида гораздо проще, чем добычу двухфазного, поскольку в однофазном случае нет конкуренции в том, какой флюид будет лучше адаптирован. Поскольку в синтетической модели забойные и пластовые давления близки друг к другу в группах добывающих и нагнетательных скважин, были рассчитаны общие весовые коэффициенты для данных групп, а не индивидуальные для каждой скважины.

Сравнение результатов адаптации модели без взвешивания компонентов целевой функции (ромбы) и со взвешиванием обратно пропорционально среднему дебиту нефти (крестики) приведено на рисунке 3.20.

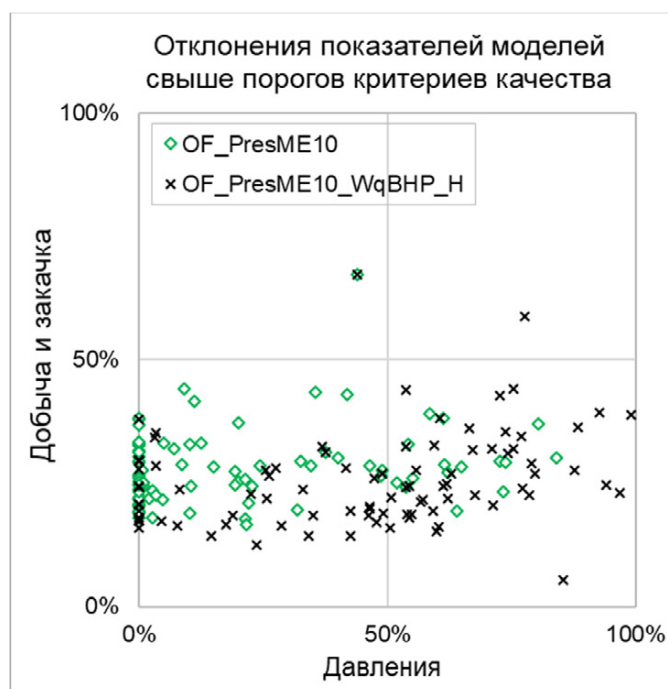


Рисунок 3.20 – Результаты адаптации без взвешивания компонентов и со взвешиванием обратно пропорционально среднему дебиту нефти

Балансировка потенциальных вкладов компонентов в целевую функцию привела к улучшению адаптации по дебитам нефти, при этом сохранив качество адаптации по давлениям. На рисунке 3.21 показаны соответствующие графики по показателям работы добывающих скважин. Нагнетательные скважины не показаны, поскольку они адаптированы с одинаково хорошим качеством при обоих вариантах целевой функции. Адаптация добывающих скважин *P2* и *P3* существенно улучшилась по дебитам нефти и воды. Невязки по давлениям незначительно возросли, оставаясь в пределах в соответствии с критериями качества. Стоит отметить, что адаптация по скважине *P1* не улучшилась.

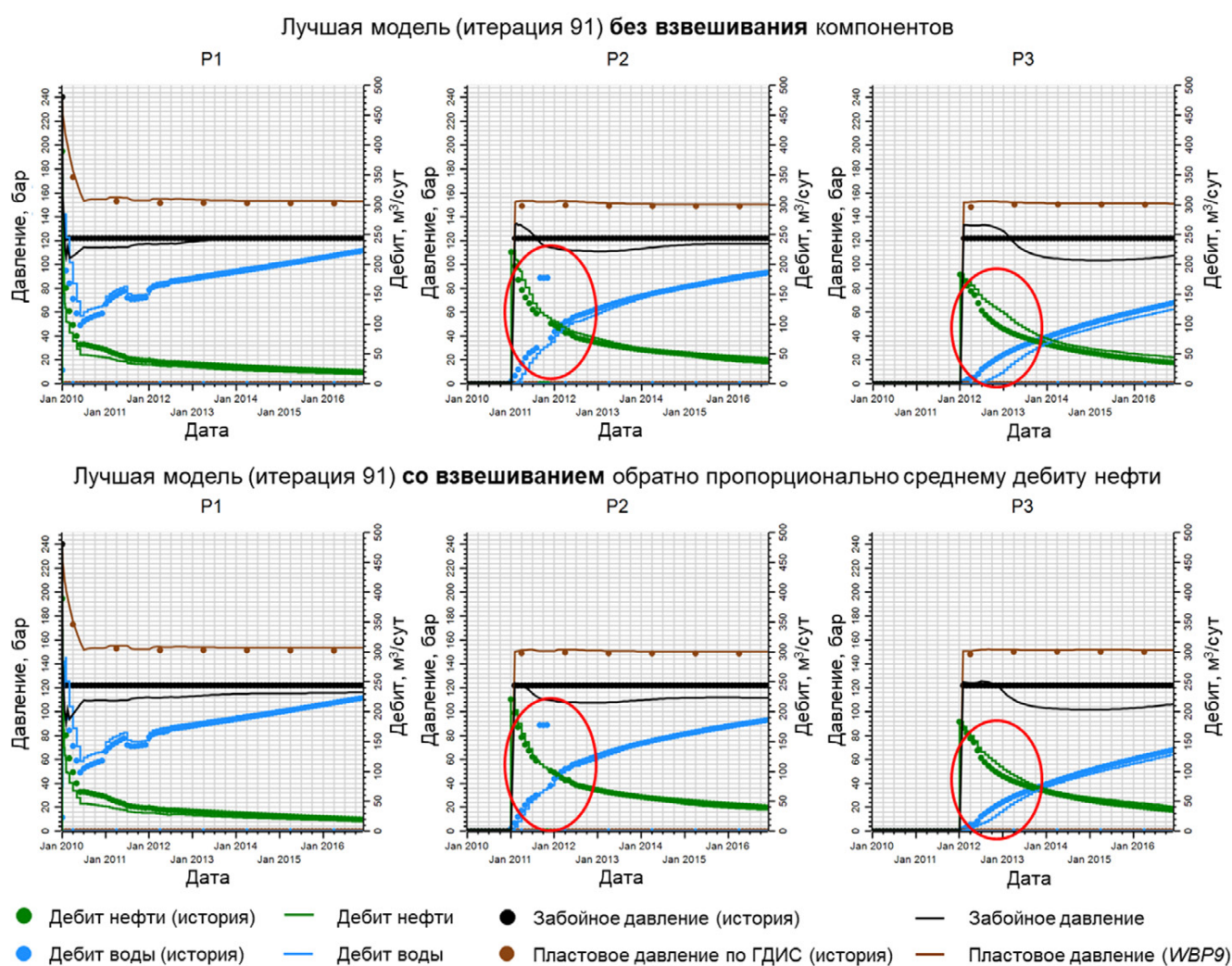


Рисунок 3.21 – Сравнение лучших моделей, полученных при адаптации  
без взвешивания компонентов и со взвешиванием

Тем не менее, в целом по сумме скважин и по месторождению качество адаптации стало лучше, что показывает большую эффективность применения целевой функции с предложенным взвешиванием, чем без нее.

Второй причиной использования весов для компонентов является разная важность адаптации для разных компонентов. Например, если адаптации по нефти важнее, чем по воде, то для дебита нефти вводится повышающий коэффициент. Увеличение веса для приоритетных компонентов позволит получать модели, адаптированные по этим показателям раньше.

Присвоение разных весов для временных шагов может быть обосновано в случае, когда с течением времени изменилась достоверность либо точность определенных измерений (рисунок 3.22).

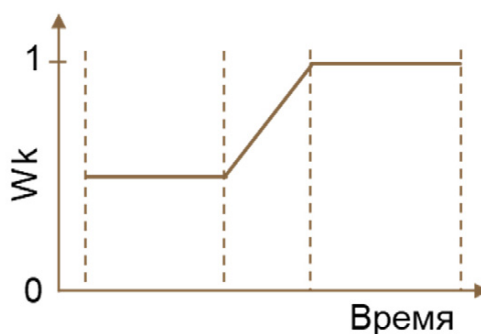


Рисунок 3.22 – Схематическое представление весовых коэффициентов для временных шагов

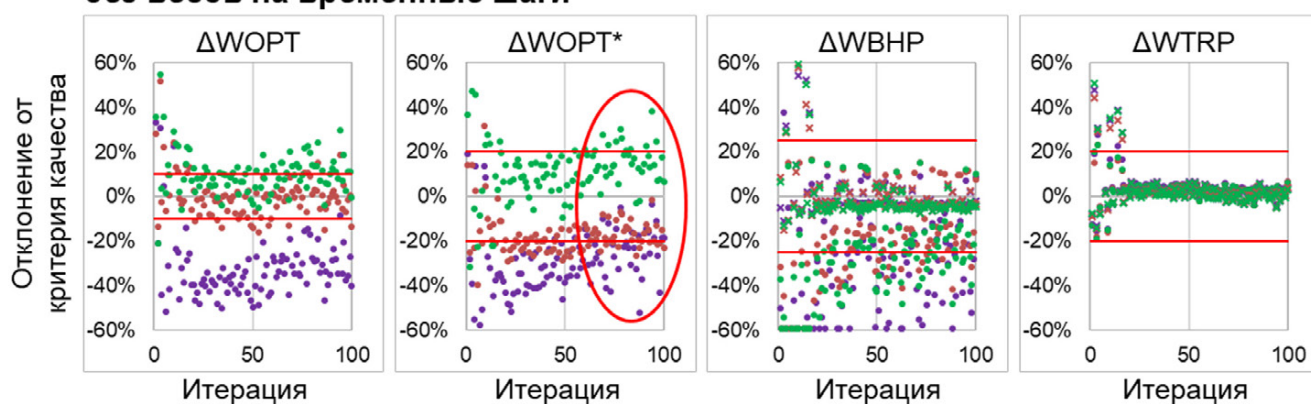
Например, поменялись методы измерений или приборы, одна компания-недропользователь со своими стандартами и нормами операционной деятельности сменилась другой и тому подобное.

Второй причиной может служить приоритетность хорошей адаптации последних лет истории в случае, когда важен прогноз текущего тренда. В таком случае, в начале периода разработки весовой коэффициент выбирается ниже, чем на конец разработки. Когда тренд работы скважин на конец периода адаптации хорошо сходится с историей, есть основание рассчитывать на более достоверный прогноз показателей. Такой подход поможет более взвешено принимать решения по разработке месторождения и его участков. В случае, когда целью адаптации модели является ее защита в государственных органах, важнее соблюдение критериев качества, предъявляемых принимающей организацией. Как правило, ориентируются на то, чтобы показатели в среднем за весь период адаптации не отклонялись от допустимых значений. В этом случае нет необходимости во взвешивании целевой функции по временным шагам.

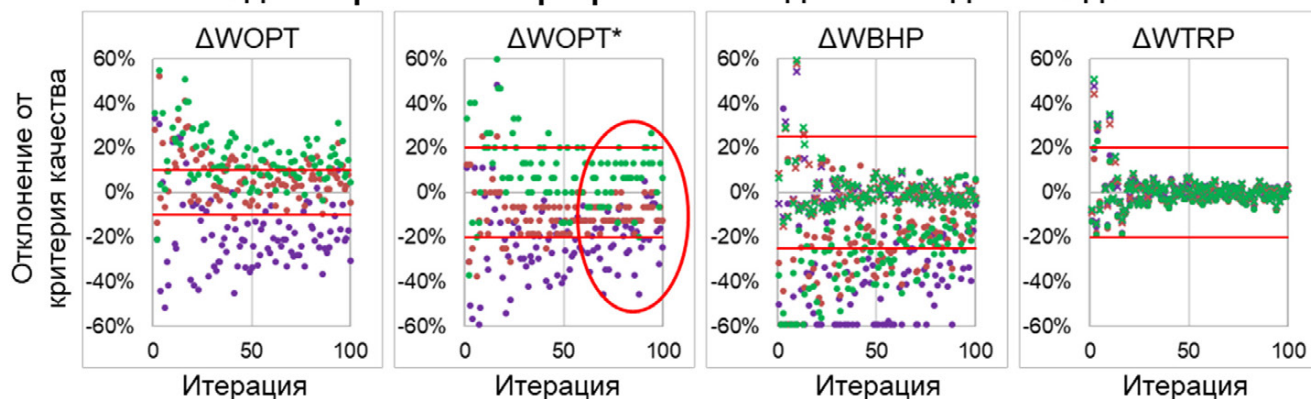
Как показала серия вычислительных экспериментов, динамика и результаты адаптации позднего периода работы скважин с приданием веса 1 последнему году разработки оказались заметно лучше, чем в случае целевой функции без взвешивания временных шагов (рисунок 3.23). Для объективности сравнение проводится при одинаковой нормировке на погрешности измерения.

Вылет забойного давления за пределы критериев не показателен, поскольку учитывается максимальное расхождение за весь период адаптации, притом максимальное расхождение возникает на самых первых шагах работы скважин.

Целевая функция с нормировкой на погрешности для давлений 10 бар  
без весов на временные шаги



Целевая функция с нормировкой на погрешности для давлений 10 бар  
с весом 0 для первых 6 лет разработки и 1 для последнего года



WOPT – накопленная добыча нефти (\*за последний год)

WBHP – забойное давление

WTRP – пластовое давление (по ГДИС)

— допустимое отклонение по критерию качества

Скважины

• – P1

• – P2

• – P3

× – I1

× – I2

× – I3

Рисунок 3.23 – Результаты адаптации без взвешивания временных шагов и с приданием веса только последнему году периода адаптации

Сравнение лучших моделей, полученных в циклах адаптации, показывает, что при использовании весовых коэффициентов для временных шагов достигается

более качественная адаптация позднего периода разработки как по дебитам, так и по давлениям (рисунок 3.24). Важное значение имеет тренд уменьшения невязок, говорящий об эффективности целевой функции как в плане качества, так и в плане скорости. Преимущество использования описанного весового коэффициента для временных шагов хорошо наблюдается на рисунке 3.23, на котором видна эволюция невязок в ходе оптимизации.

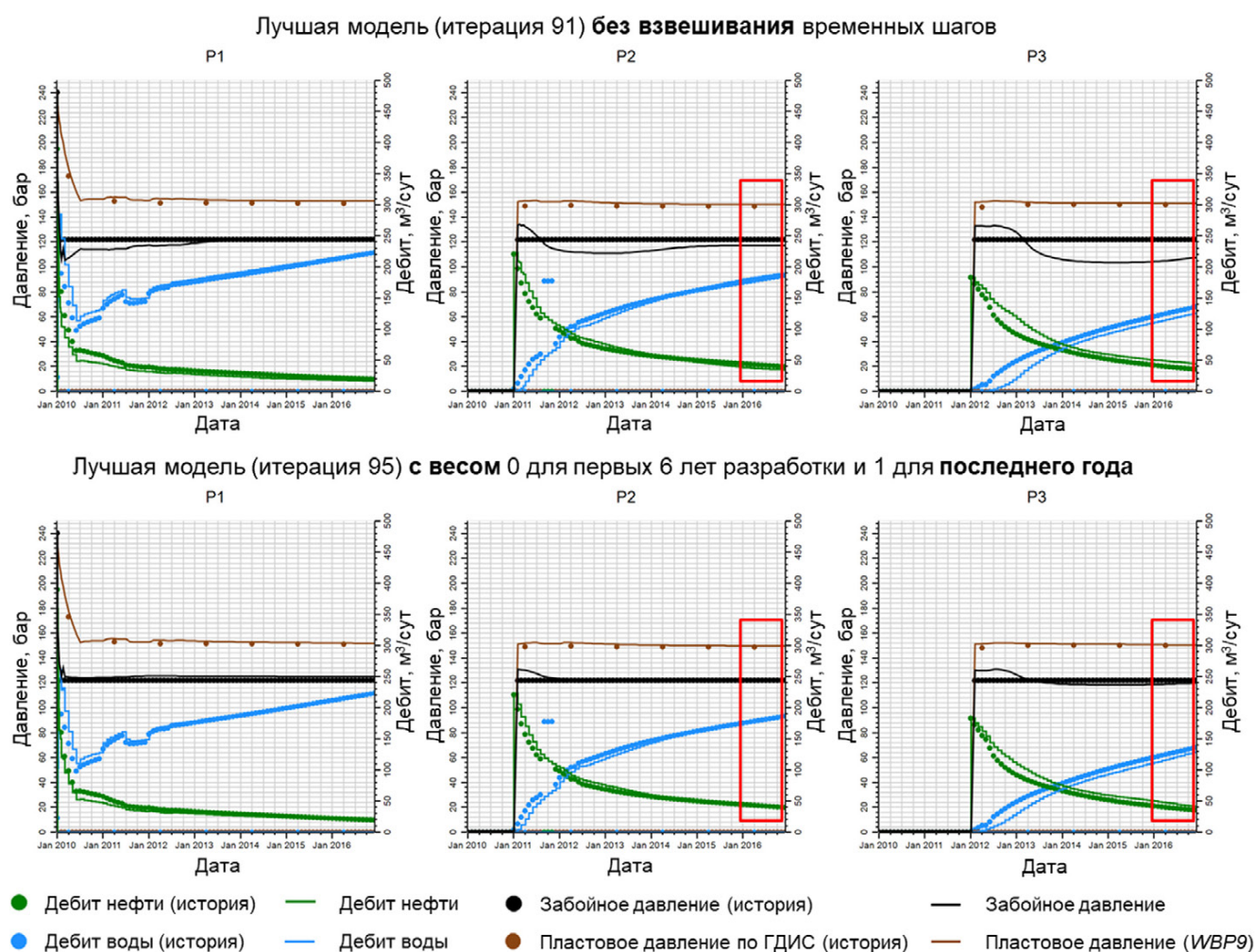
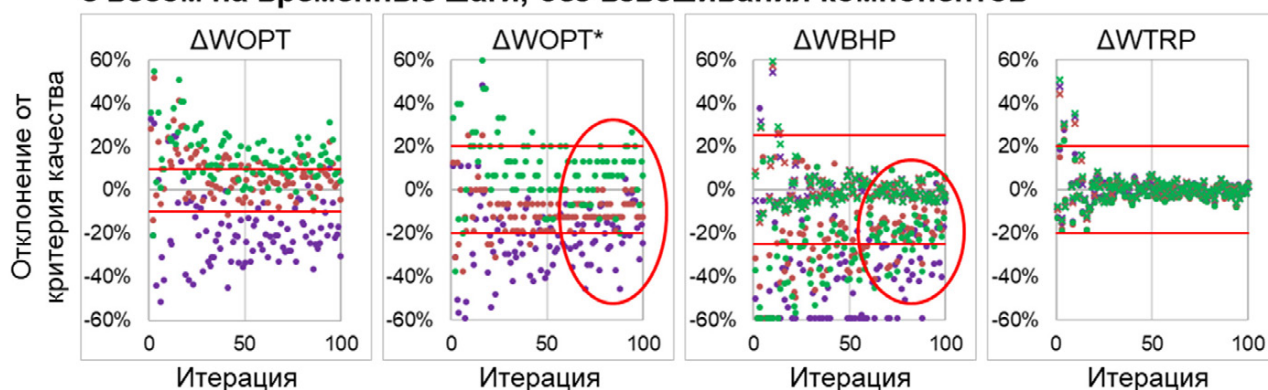


Рисунок 3.24 – Сравнение лучших моделей, полученных при адаптации без взвешивания временных шагов и со взвешиванием

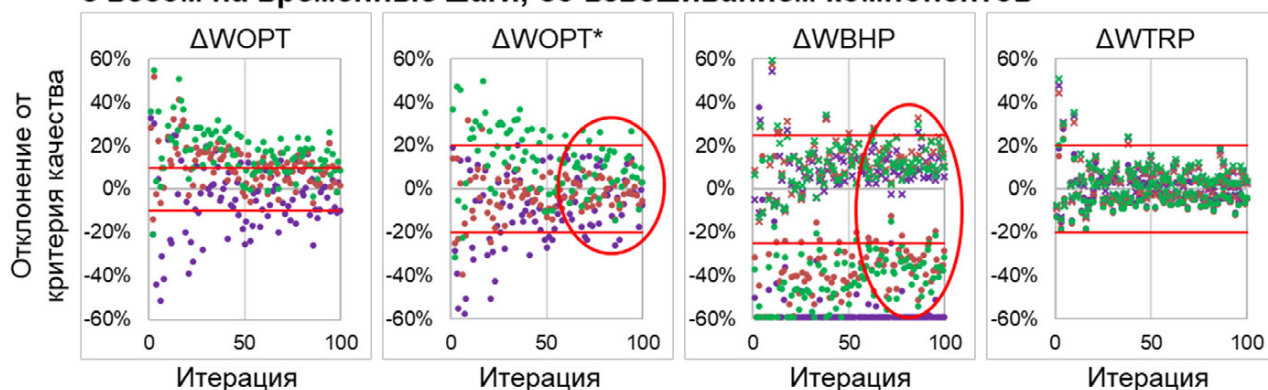
Добавление в целевую функцию с весами по времени весов по компонентам ускоряет и улучшает адаптацию по дебитам всех скважин (рисунок 3.25). Однако, вследствие использования весов по времени только на последний год, адаптация всего периода разработки по давлениям гораздо хуже. При этом удовлетворительная адаптация давлений на последнем году работы скважин сохраняется (рисунок 3.26).

Отсюда вывод, что не рекомендуется использовать описанный временной весовой коэффициент, если цель произвести адаптацию равномерно на весь период разработки месторождения. И напротив, если целью является прогноз работы скважин для принятия оперативных решений по разработке месторождения, то рекомендуется применять оба вида весовых коэффициентов.

**Целевая функция с нормировкой на погрешности для давлений 10 бар  
с весом на временные шаги, без взвешивания компонентов**



**Целевая функция с нормировкой на погрешности для давлений 10 бар  
с весом на временные шаги, со взвешиванием компонентов**



WOPT – накопленная добыча нефти (\*за последний год)

WBHP – забойное давление

WTRP – пластовое давление (по ГДИС)

— допустимое отклонение по критерию качества

Скважины

• – P1      × – I1

• – P2      × – I2

• – P3      × – I3

**Рисунок 3.25 – Результаты адаптации с весами только по времени  
и при совместном использовании весов по времени и компонентам**

Дополнительное подтверждение данной рекомендации можно увидеть, сравнив лучшие модели, полученные с учетом весов только по времени и обоих весов по времени и компонентам (рисунок 3.26). Дебиты нефти и воды в позднем периоде работы скважин полностью совпадают с историческими данными. Кроме того, адаптация по дебитам улучшилась и в целом за весь период. Давления за последний год находятся в рамках допустимого расхождения в 20%.

Однако, забойное давление скважины *P1* в начале работы скважины вылетает за пределы критерия качества, опускаясь на 50% ниже исторического значения, что подтверждает рекомендацию, не использовать описанные веса по времени с целью адаптации всего периода разработки.

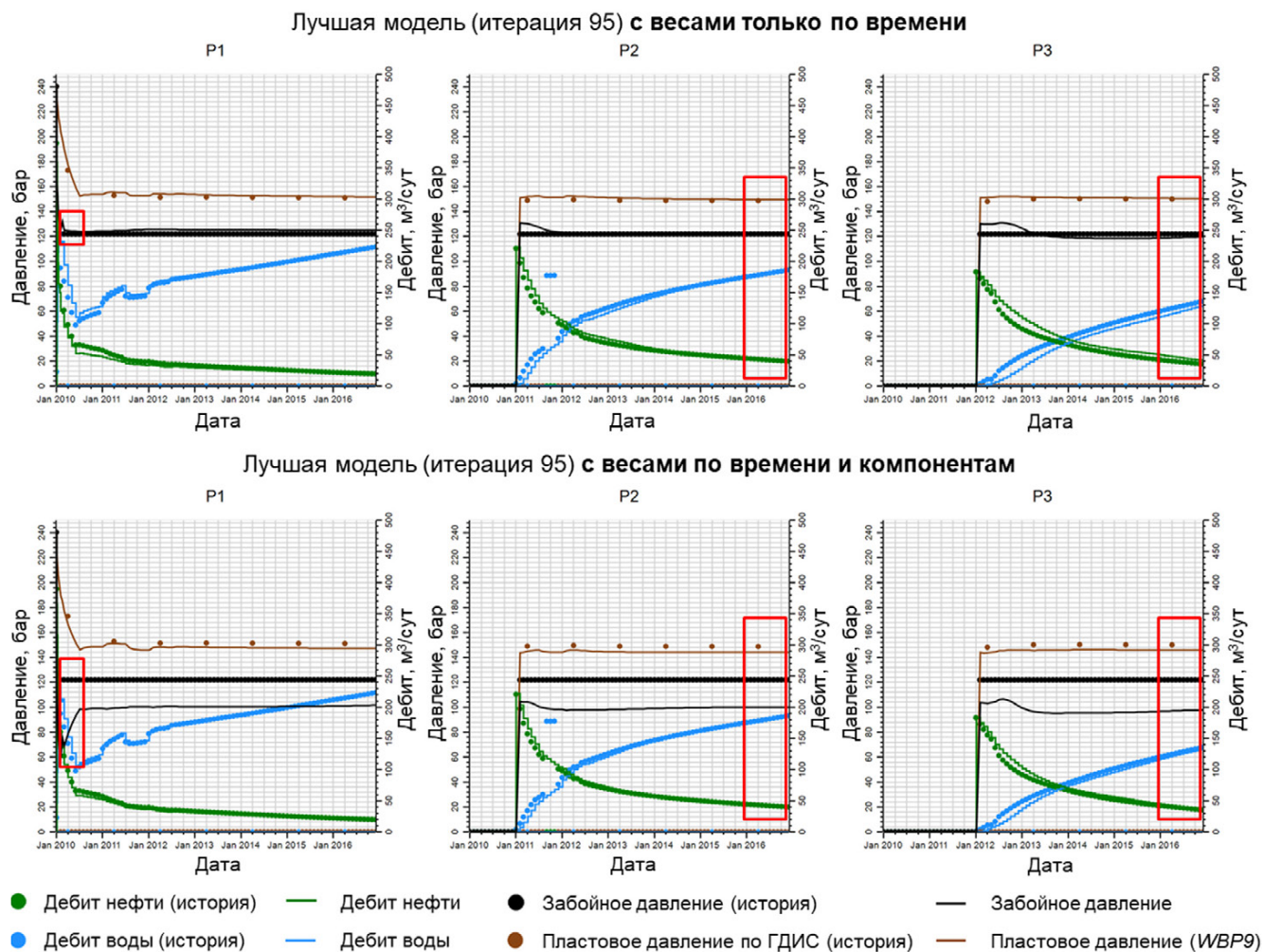


Рисунок 3.26 – Сравнение лучших моделей, полученных при адаптации с весами только по времени и с весами по времени и компонентам

Таким образом, изучена степень и характер влияния весовых коэффициентов целевой функции на ее эффективность для автоадаптации модели. На практике, как правило, все весовые коэффициенты оставляют равными 1 (по умолчанию), то есть взвешивания не происходит. Присвоение конкретных весов должно быть основано на поставленной задаче адаптации с учетом достоверности данных истории, уровня погрешности разного рода измерений, численных значений компонентов целевой функции, и приоритетных целей адаптации.

### 3.6 Обобщение метода выбора вида целевой функции

С помощью серии численных экспериментов на синтетической модели удалось увидеть и изучить характер влияния различных вариаций целевой функции на скорость и качество адаптации, характеризующих эффективность целевой функции. Для получения описанных результатов было проведено около 40 тысяч расчетов модели. С целью уменьшения временных затрат в настоящем диссертационном исследовании каждый цикл автоадаптации включал по 100 итераций. Данного количества итераций недостаточно для достижения глобального минимума целевой функции, то есть для нахождения решений, обеспечивающих полное совпадение расчетных показателей работы скважин с историческими. Однако, этого достаточно, чтобы на качественном уровне по тренду оптимизации увидеть какая формулировка улучшает и ускоряет адаптацию, а какая дает обратный эффект.

На рисунке 3.27 показана сводная схема метода выбора наиболее эффективного вида целевой функции для автоадаптации [17]. В рамках данного диссертационного исследования изучен и обоснован каждый аспект разработанного метода, как численно, так и с опорой на аналитические методы и предпосылки. Из нескольких возможных математических выражений для описания невязки выбрана форма среднего квадратичного. Из множества показателей работы скважин и месторождения в качестве компонентов целевой функции выбраны дебиты и приемистости для всех типов флюида, забойные давления и пластовые давления по ГДИС. Как показали численные эксперименты, на первый взгляд более простой и привлекательный вид нормировки целевой функции на исторические значения, может сделать автоадаптацию невозможной в принципе. Подобное происходит на тех участках периода адаптации, где расчетные значения делятся на очень низкие исторические значения. Кроме того, нормировка на погрешность измерения более гибкая и позволяет учесть разный уровень точности в показателях разработки, используемых в качестве компонентов целевой функции.



Рисунок 3.27 – Схема метода выбора наиболее эффективного вида целевой функции для автоадаптации геолого-гидродинамической модели

Изучение способов взвешивания дало важнейшие результаты по влиянию на эффективность целевой функции для автоадаптации. Применение описанных весовых коэффициентов способно существенно ускорить процесс автоадаптации и улучшить качество полученных результатов. Разные виды весовых коэффициентов обеспечивают гибкость целевой функции, позволяют приспособить ее к разным исходным данным и поставленным задачам адаптации.

После изучения и обоснования всех аспектов формулировки вида целевой функции, был проведен расчет 300 итераций для сравнения адаптации с использованием стандартной целевой функцией и целевой функцией, полученной в соответствии с разработанным методом выбора целевой функции (далее по тексту «предложенная целевая функция») (рисунок 3.28). В качестве стандартной целевой функции принята формулировка в виде СК, включающая те же компоненты, что и в разработанном методе, нормировку на погрешности измерений по умолчанию

(равны 1 для всех компонентов) и без применения разработанных способов взвешивания (все весовые коэффициенты равны 1). Стоит отметить, что данный вид целевой функции является более эффективным по сравнению с нормировкой на исторические значения. Кроме того, данная целевая функция содержит все компоненты, необходимые для успешной автоадаптации. На практике вид задаваемой целевой функции может быть значительно менее эффективным. Тем не менее, если разработанный метод превзойдет условно стандартный случай целевой функции, то результаты можно считать достоверными. В качестве предложенной целевой функции выбрана формулировка с нормировкой давлений на погрешность измерения 10 бар, вес для идентификаторов 1, веса для компонентов обратно пропорциональные среднему численному значению дебитов нефти, веса на временные шаги 1. Таким образом, сравнивается успешность решения задачи адаптации всего периода разработки месторождения.

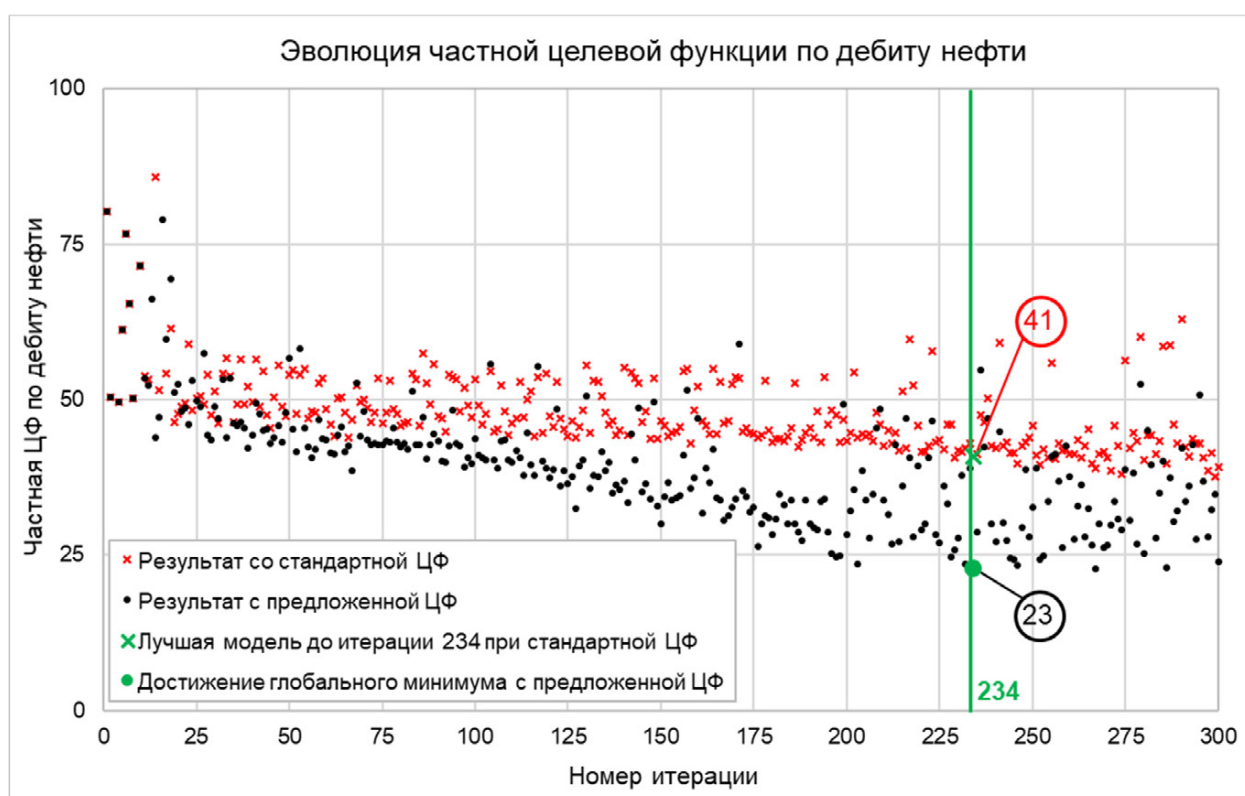


Рисунок 3.28 – Сравнение эволюции частной целевой функции по дебиту нефти с использованием стандартной ЦФ и предложенной автором

Для сравнения результатов адаптации анализируются частные целевые функции по дебиту нефти, поскольку невязки по дебитам нефти задаются

одинаково при стандартной и предложенной целевых функциях. На рисунке 3.28 видно, что в варианте с предложенным автором методом минимизация целевой функции (черные кружки) происходит значительно быстрее. С предложенной целевой функцией на итерации 234 (зеленый кружок) достигается глобальный минимум целевой функции, обеспечивающий полное совпадение расчетных и исторических показателей работы скважин. При этом лучшая модель, полученная со стандартной целевой функцией до той же 234 итерации (зеленый крестик), имеет существенно более высокое значение невязок (41 против 23).

Результаты лучших итераций (№234) для обоих случаев адаптации представлены на рисунке 3.29.

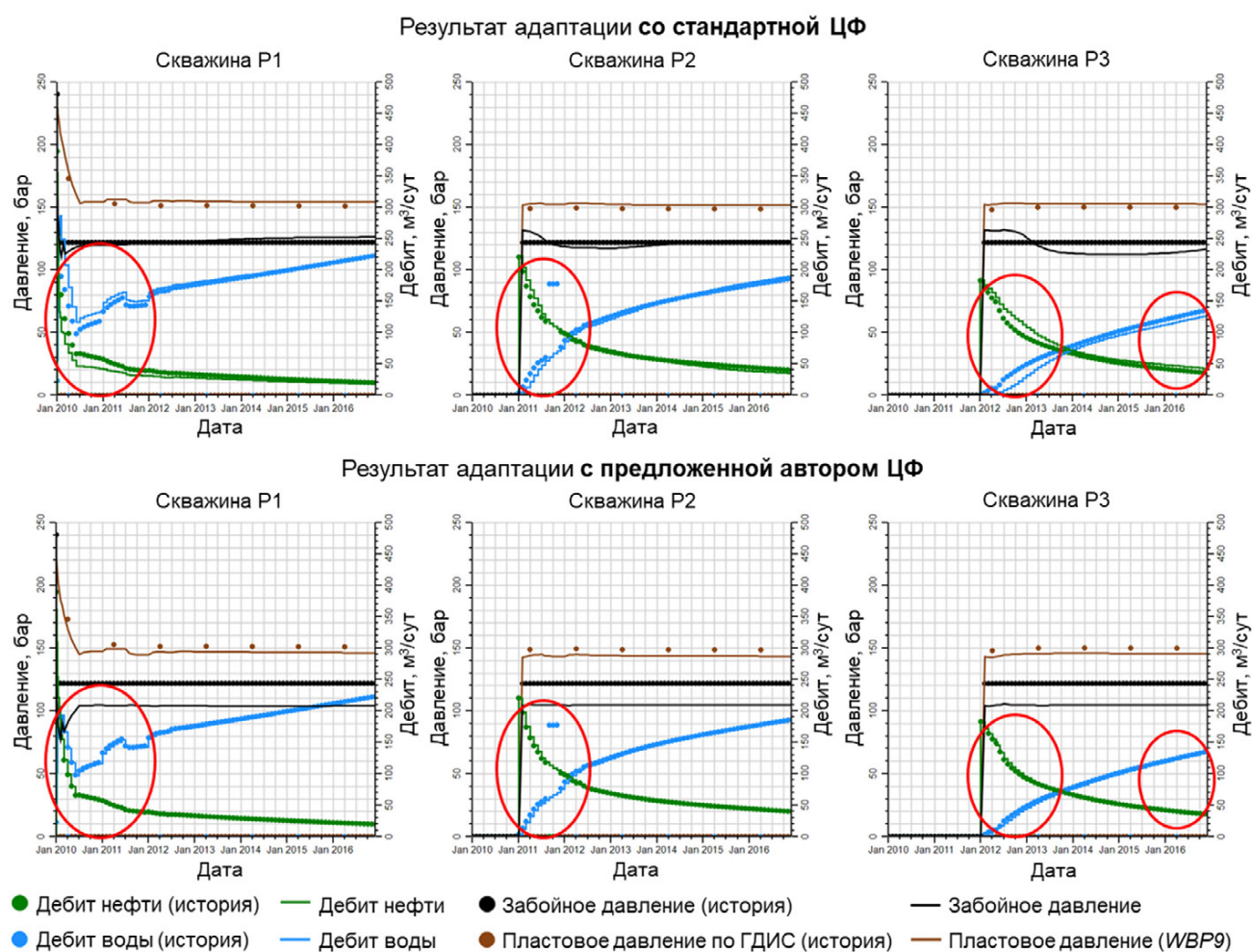


Рисунок 3.29 – Сравнение лучших моделей, полученных при адаптации с использованием стандартной ЦФ и предложенной автором

Применение разработанного метода позволило найти решения с полным совпадением расчетных и исторических дебитов и приемистостей скважин. Стоит

отметить, что при этом забойные давления остаются в пределах заданной погрешности измерений для давлений. Несмотря на то, что на некоторых приведенных графиках показателей работы скважин различие может показаться не очень существенным, в масштабах модели со множеством скважин эффект будет суммироваться, приводя к значительной разнице в качестве адаптации.

### 3.7 Программная реализация метода

Разработанный в настоящей диссертации метод реализован и зарегистрирован в виде программного продукта Objective function на языке программирования C Sharp (Приложение Б). Программа предназначена для генерации параметров целевой функции для автоадаптации геолого-гидродинамических моделей месторождений углеводородов. На рисунке 3.30 приведено главное окно программы.

**Objective function**

Название ЦФ:  Сохранить Выбор ЦФ:

Загрузить исторические данные:

| Компонент                                             | $\sigma$ |
|-------------------------------------------------------|----------|
| <input type="checkbox"/> Дебит газа                   |          |
| <input checked="" type="checkbox"/> Дебит нефти       | 1        |
| <input checked="" type="checkbox"/> Дебит воды        | 1        |
| <input type="checkbox"/> Приемистость газа            |          |
| <input checked="" type="checkbox"/> Приемистость воды | 1        |
| <input checked="" type="checkbox"/> Забойное давление | 10       |
| <input type="checkbox"/> Пластовое давление           |          |

**Весовые коэффициенты для скважин**

☐ Общая адаптация модели

☒ Улучшенная адаптация в зоне интереса

☐ Исключить влияние заданных скважин

**Весовые коэффициенты для компонентов**

☒ Сбалансированная адаптация по компонентам

☐ Улучшенная адаптация по выбранному компоненту

**Весовые коэффициенты для временных шагов**

☒ Адаптация всего периода разработки

☐ Улучшенная адаптация в позднем периоде  -

☒ Исключить влияние заданного периода  -

Рисунок 3.30 – Главное окно программы Objective function

Программа реализована на русском и английском языках, снабжена справкой с инструкцией по использованию программы и кратким описанием разработанного метода выбора целевой функции.

Функционал программы включает следующие возможности:

- Расчет параметров целевой функции на основе истории работы скважин;
- Настройка параметров в зависимости от исходных данных и задач адаптации;
- Сохранение и повторное использование настроенных шаблонов;
- Выгрузка результатов в виде единого .xlsx файла в форматах удобных для копирования и вставки в поля настроек целевой функции соответствующего специализированного программного обеспечения для моделирования.

Все настройки задаются в главном окне программы. Для выбора зоны интереса сначала загружается файл с пластопересечениями. Затем выбирается пласт и скважина, координата которой представляет условный центр зоны интереса (рисунок 3.31).

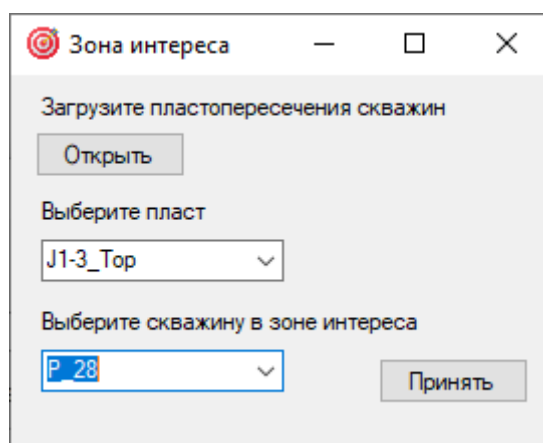


Рисунок 3.31 – Окно настройки зоны интереса для автоадаптации

После задания всех желаемых настроек пользователь с помощью соответствующей кнопки генерирует и сохраняет файл с рассчитанными параметрами целевой функции.

### 3.8 Выводы по разделу 3

В данном разделе решены две основные задачи диссертационного исследования. На основе созданной синтетической модели SRM-6 была изучена степень и характер влияния на эффективность целевой функции ее математического выражения невязки, компонентного состава, способов нормировки и способов взвешивания.

Детально описаны результаты вычислительных экспериментов, дана их интерпретация с учетом заданных критериев качества адаптации, а также динамики их минимизации в процессе автоадаптации.

По результатам численных экспериментов сделаны выводы относительно наиболее эффективного вида целевой функции в зависимости от задачи адаптации и исходных данных. Обобщён и сформулирован в виде схемы метод выбора целевой функции для автоадаптации геолого-гидродинамической модели месторождения углеводородов. Осуществлена программная реализация метода для повышения ее практической ценности и потенциала широкого внедрения. Разработанный метод является целью настоящего диссертационного исследования. Полученная схема метода и программа являются одними из наиболее существенных результатов проведенного исследования.

## **4 Применение разработанного метода на модели реального месторождения углеводородов**

В данном разделе приводятся результаты апробации разработанного метода на модели реального месторождения. Сначала представлено краткое описание секторной модели, выбранной для апробации метода, параметры неопределенности, которые варьируются в процессе автоадаптации и настройки алгоритма оптимизации.

Поскольку 1 расчет сектора длится не 24 секунды, как у синтетической модели SRM-6, а около 10 минут, то повторять все вычислительные эксперименты не представляется возможным. Для подтверждения того, что разработанный метод достоверен и применим на практике к моделям реальных месторождений углеводородов, достаточно провести сравнение результатов адаптации со стандартной целевой функцией и предложенной автором.

### **4.1 Описание секторной модели реального месторождения**

Выбор сектора модели реального нефтяного месторождения для вычислительных экспериментов произведен в рамках научно-исследовательской работе ТПУ и ООО «Газпромнефть НТЦ» «Создание методологии адаптации геолого-гидродинамических моделей, управляемой геологическими неопределенностями» [51, 111, 112].

При выборе сектора реального нефтяного месторождения для апробации предлагаемого подхода необходимо было обозначить участок месторождения, который бы включал в себя все неопределенности, выявленные для всего месторождения, и требовал бы невысоких вычислительных ресурсов, поскольку время расчета одной итерации полномасштабной модели составляет примерно 2 часа, что неприемлемо для проведения исследований. После выявления списка

неопределенностей для апробации метода был выбран северный район лицензионного участка, который обозначен красным квадратом на рисунке 4.1.

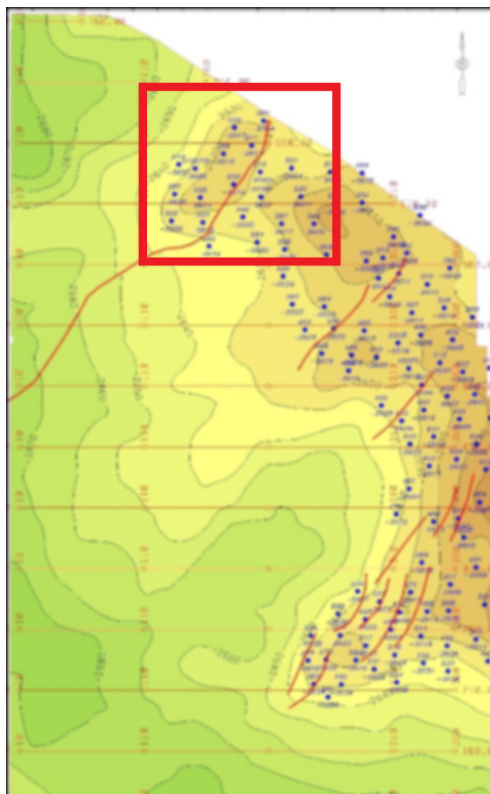


Рисунок 4.1 – Карта кровли продуктивного пласта с обозначением границ секторной модели (размыто из соображений конфиденциальности данных)

Выявленные неопределенности и геологические особенности в границах сектора можно разделить на следующие группы:

- Наличие и проводимость разломов;
- Структурные построения;
- Петрофизические характеристики и зависимости, ОФП;
- Положение ВНК;
- Зоны с разной продуктивностью скважин.

Выбранный сектор включает в себя 49 скважин, из которых 31 нефтедобывающая и 18 водонагнетательных. Участок разрабатывается методом заводнения. История разработки месторождения насчитывает 16 лет, с декабря 2001 года по декабрь 2017 года. Средняя пористость коллектора 17%, проницаемость – 26 мД. Время расчета одной реализации с учетом перестроения

всей геолого-гидродинамической модели составляет около 10 минут, что позволяет провести многочисленные расчеты при автоадаптации.

На этапе подготовки к апробации метода, секторная модель была вырезана с записью граничных условий: давление и насыщенность в окаймляющих сектор ячейках. Дополнительно, в процессе оптимизации при расчете целевой функции, не учитывались данные по скважинам на расстоянии ближе 500 метров к границе сектора, чтобы уменьшить влияние выбранных граничных условий на минимизацию целевой функции.

В качестве настроечных параметров адаптации были выбраны 20 переменных, приведенных в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Параметры адаптации сектора модели реального месторождения

| №  | Параметр адаптации                                               | min    | max   |
|----|------------------------------------------------------------------|--------|-------|
| 1  | Проводимость "северного" разлома, д.е.                           | 0      | 1     |
| 2  | Азимут вариограмм, °                                             | 10     | 60    |
| 3  | Главный ранг горизонтальной вариограммы, м                       | 500    | 8000  |
| 4  | Второстепенный ранг горизонтальной вариограммы, м                | 300    | 3000  |
| 5  | Ранг вертикальной вариограммы, м                                 | 1      | 25    |
| 6  | Глубина зеркала свободной воды, м                                | -2671  | -2645 |
| 7  | Глубина водо-нефтяного контакта, м                               | -2671  | -2645 |
| 8  | Значение $\phi$ на левой границе зависимости от $\alpha_{PS}$    | 0.064  | 0.100 |
| 9  | Значение $\phi$ на правой границе зависимости от $\alpha_{PS}$   | 0.164  | 0.2   |
| 10 | Значение $\ln(k)$ на левой границе зависимости от $\phi$         | -4.84  | -3.17 |
| 11 | Значение $\ln(k)$ на правой границе зависимости от $\phi$        | 3.86   | 5.52  |
| 12 | Вертикальная анизотропия проницаемости $k_v / k_h$ , д.е.        | 0.01   | 0.10  |
| 13 | Косинус угла смачиваемости, д.е.                                 | 0.07   | 0.997 |
| 14 | Степень уравнения Кори по нефти                                  | 3.2    | 6.0   |
| 15 | Степень уравнения Кори по воде                                   | 0.6    | 4.0   |
| 16 | Концевая точка ОФП по воде $K_{rw}$ при $S_{orw}$                | 0.3    | 0.9   |
| 17 | Значение $\ln(S_w)$ на левой границе зависимости от $\ln(J)$     | -0.460 | 0.309 |
| 18 | Значение $\ln(S_w)$ на правой границе зависимости от $\ln(J)$    | -4.16  | -2.64 |
| 19 | Значение $\ln(S_{wl})$ на правой границе зависимости от $\ln(k)$ | 2.9    | 3.1   |
| 20 | Множитель для получения $S_{wcr}$ из $S_{wl}$                    | 1.0    | 1.2   |

Расшифровка обозначений в таблице:

$\phi$  – пористость,  $\alpha_{PS}$  – параметр песчанистости из каротажа ПС,  $k$  – проницаемость,  $k_v$  – вертикальная проницаемость,  $k_h$  – горизонтальная проницаемость,  $S_{orw}$  – остаточная нефтенасыщенность,  $S_w$  – водонасыщенность,  $S_{wl}$  – связанная водонасыщенность,  $S_{wcr}$  – критическая водонасыщенность,  $J$  – J-функция.

Воркфлоу со всеми этапами построения геолого-гидродинамической модели реального нефтяного месторождения с последующим вырезанием сектора и его автоадаптацией состоит из 288 строк последовательных операций.

## 4.2 Результаты тестирования метода

Для проверки выводов, полученных в результате численных экспериментов на синтетической модели SRM-6 было проведена адаптация по 200 итераций для следующих случаев:

1. С нормировкой целевой функции на исторические значения;
2. Со стандартной целевой функцией (базовый случай, нормировка на погрешности измерения по умолчанию, все погрешности равны 1, все весовые коэффициенты равны 1);
3. С предложенной автором целевой функцией (нормировка на погрешности для давлений 10 бар, для прочих компонентов  $1\text{ м}^3/\text{сут}$ , веса для компонентов обратно пропорционально их численным значениям по отношению к среднему дебиту нефти).

На рисунке 4.2 показаны результаты адаптации с целевой функцией, нормированной на исторические значения. Значения целевой функции уменьшается в процессе оптимизации. Для визуальной оценки фактического качества адаптации построены графики показателей разработки месторождения для моделей на итерациях 5, 40 и 196. По данным показателям видно, что качество адаптации ухудшается в ходе оптимизации.

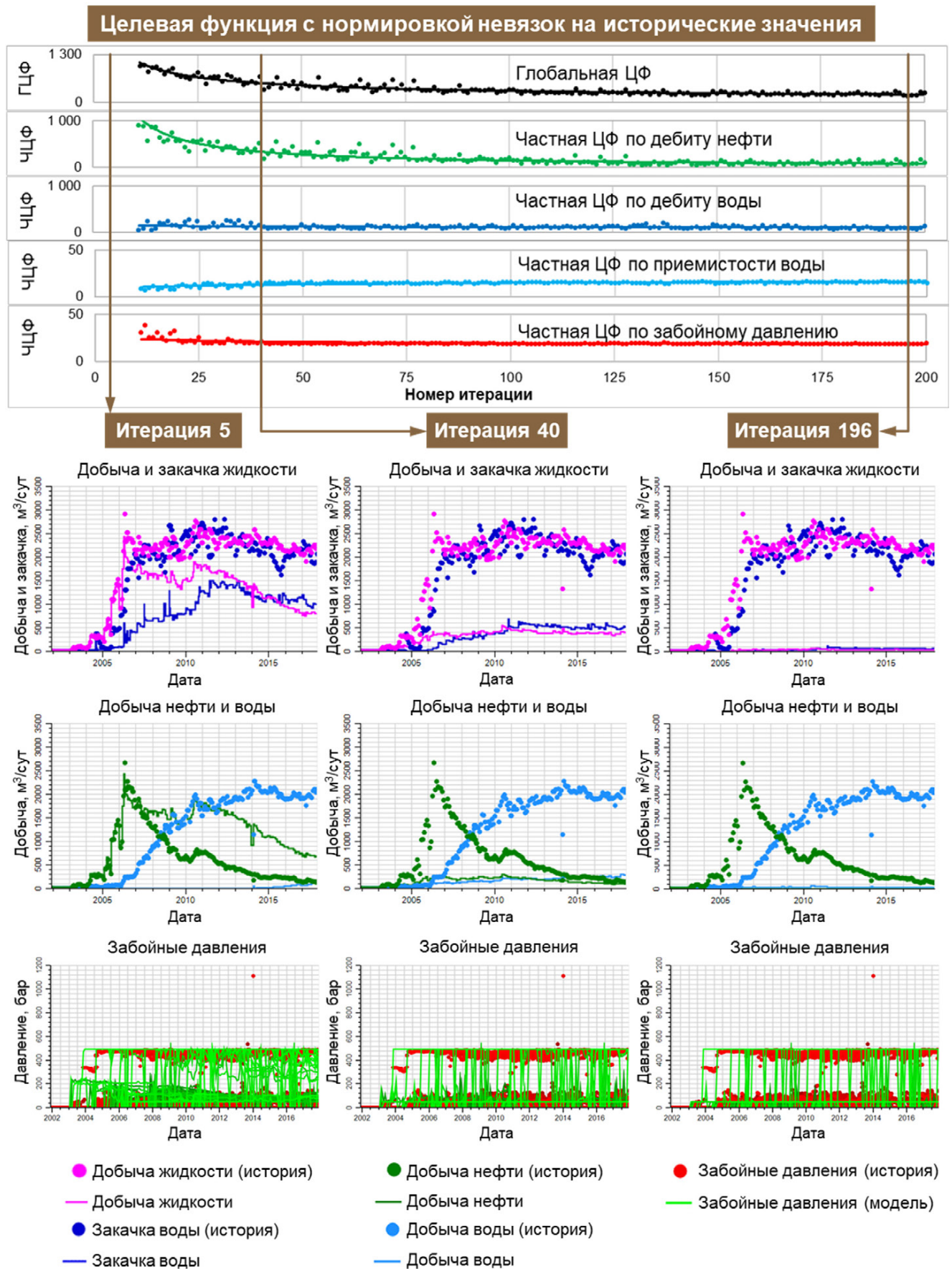


Рисунок 4.2 – Эволюция целевой функции и показателей разработки сектора в случае адаптации с нормировкой целевой функции на исторические значения

Причиной полученного неуспешного результата является наличие очень малых значений по истории работы некоторых скважин сектора. В таком случае, при делении расчетного значения на очень малое значение истории происходит пиковый вклад в значение целевой функции. Далее, весь процесс оптимизации работает на минимизацию вклада, созданного этим пиком, поскольку он выше, чем все остальные невязки (рисунок 4.3).

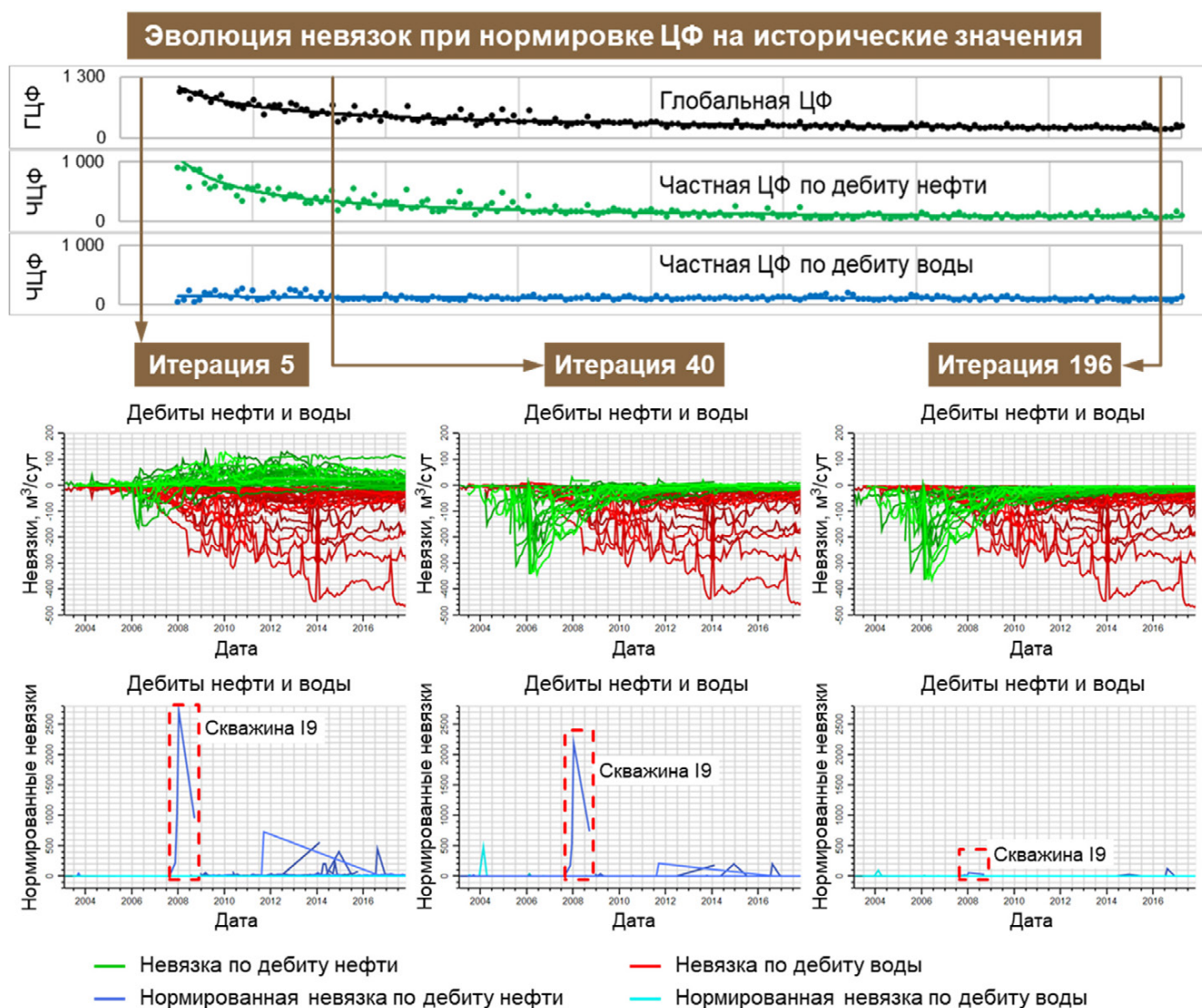


Рисунок 4.3 – Эволюция невязок по всем скважинам при адаптации с целевой функцией, нормированной на исторические значения

В рассмотренном случае адаптации несоизмеримо большой вклад создают дебиты нефти и воды скважин I7, I9 и I18. На рисунке 4.4 показана эволюция невязок отдельно для скважины I9, которая является наиболее ярким примером создания огромного вклада в целевую функцию за счет всего лишь одной точки

исторического дебита нефти, равного  $0.01 \text{ м}^3/\text{сут}$  на момент 01.01.2008 года незадолго до перевода скважины из режима добычи в нагнетательный фонд.

### Эволюция невязок по скважине I9 при нормировке ЦФ на исторические значения

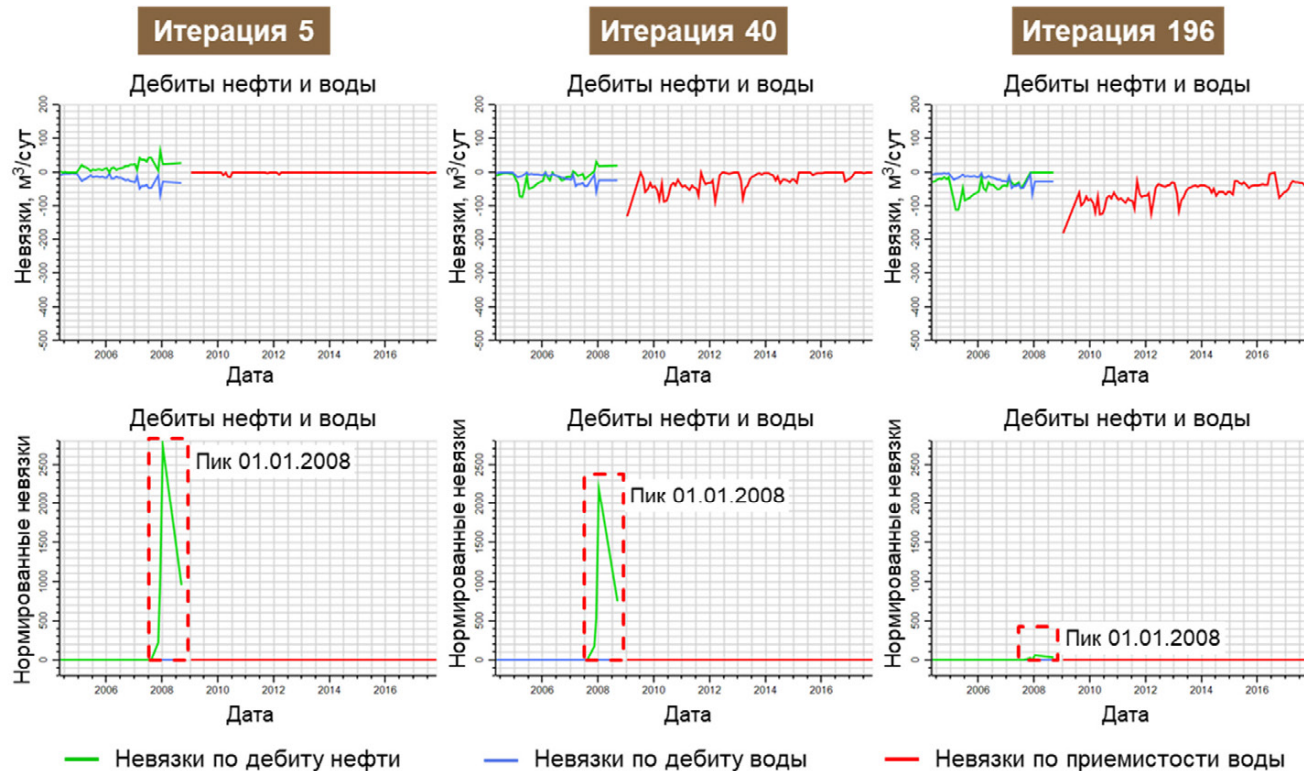


Рисунок 4.4 – Эволюция невязок по скважине I9 при адаптации с целевой функцией, нормированной на исторические значения

Нормированная невязка при этом создает пик величиной в 2734, в то время как большинство остальных нормированных невязок варьируются в пределах 10. Подобные графики для приемистости воды не показаны, поскольку в рассматриваемой модели данный показатель не вносит несоразмерно высоких пиковых значений в целевую функцию.

Стоит отметить, что в исторические данные секторной модели реального месторождения не вводилось никаких изменений, как в случае синтетической модели, когда имитировался заколонный переток в скважине P2.

Таким образом, результаты адаптации модели реального месторождения углеводородов с использованием целевой функции, нормированной на исторические значения, подтверждают справедливость рекомендации, полученной в ходе экспериментов с синтетической моделью. Для обеспечения успешности и

обоснованности адаптации с инженерной точки зрения, необходимо использовать нормировку целевой функции на погрешности измерений в соответствии со входящими в целевую функцию компонентами.

Для апробации разработанного метода выбора целевой функции было проведено по 200 итераций с использованием стандартной целевой функции и предложенной автором. В обоих случаях целевые функции задавались таким же образом, как для численных экспериментов с синтетической моделью. Единственным общим отличием является отсутствие компонента пластового давления по ГДИС. Поскольку в рассматриваемой модели отсутствует активный аквифер, отсутствие пластовых давлений не должно стать препятствием к успешной автоадаптации. Пластовые давления в зонах дренирования скважин будут близки к истинным значениям при воспроизведении скважинами исторических дебитов и приемистостей, обеспечивающих материальный баланс. Однако, следует помнить, что изменения скин-фактора в обоих случаях расчета со стандартной и предложенной целевыми функциями не учитываются, что в целом ухудшает точность и детальность гидродинамического моделирования.

В практике разработки нефтяных месторождений нагнетательные скважины сразу после бурения сначала запускаются в режиме добычи, чтобы отобрать близлежащие нефтяные запасы. После некоторого периода, как правило нескольких месяцев, когда дебиты нефти падают, скважина переводится в нагнетание и начинает выполнять свое прямое назначение – вытеснять нефть к добывающим скважинам и поддерживать пластовое давление, чтобы дебиты снижались медленнее, при этом обеспечив более высокие объемы добычи нефти. Кроме того, добывающие скважины, у которых со временем сильно упал дебит нефти, и добыча стала нерентабельной, могут быть переведены в нагнетательный фонд скважин для поддержки пластового давления. Поскольку в выбранном секторе некоторые скважины относятся к описанным случаям, требуется задание весовых коэффициентов для компонентов забойного давления поскважинно.

На основе исторических данных по средним значениям дебита нефти, дебита воды, приемистости воды и забойных давлений добывающих и нагнетательных

скважин рассчитаны весовые коэффициенты для компонентов обратно пропорционально среднему дебиту нефти. Полученные весовые коэффициенты представлены в таблице 4.2. Веса для забойных давлений представлены в виде диапазонов от минимального до максимального. Всего таких весов 49, для каждой скважины свой вес по забойному давлению.

Таблица 4.2 – Весовые коэффициенты для компонентов целевой функции для адаптации сектора модели реального нефтяного месторождения

| № | Компонент, входящий в целевую функцию    | Среднее значение | Вес             |
|---|------------------------------------------|------------------|-----------------|
| 1 | Дебит нефти                              | 30               | 1.00            |
| 2 | Дебит воды                               | 58               | 0.52            |
| 3 | Приемистость воды                        | 167              | 0.18            |
| 4 | Забойные давления добывающих скважин     | 51               | От 0.34 до 0.88 |
| 5 | Забойные давления нагнетательных скважин | 400              | От 0.06 до 0.10 |

Численные значения двух целевых функций, рассчитанные для одних и тех же моделей будут разными вследствие использования разных нормировок и весов. Поэтому прямое сравнение глобальной либо частных целевых функций не будет справедливым и не позволит сделать выводы относительно эффективности сравниваемых вариантов формулировок целевой функции. Чтобы сделать возможным объективное сравнение целевых функций, для всех моделей дополнительно рассчитаны невязки в соответствии со стандартной целевой функцией.

Динамика значений компонентов целевой функции в ходе адаптации со стандартной и предложенной формулировкой представлена на рисунке 4.5. Серым цветом показаны значения частных целевых функций, рассчитанных при использовании стандартной целевой функции. Остальными цветами показаны значения целевых функций, полученные при адаптации той же модели с использованием разработанного метода.

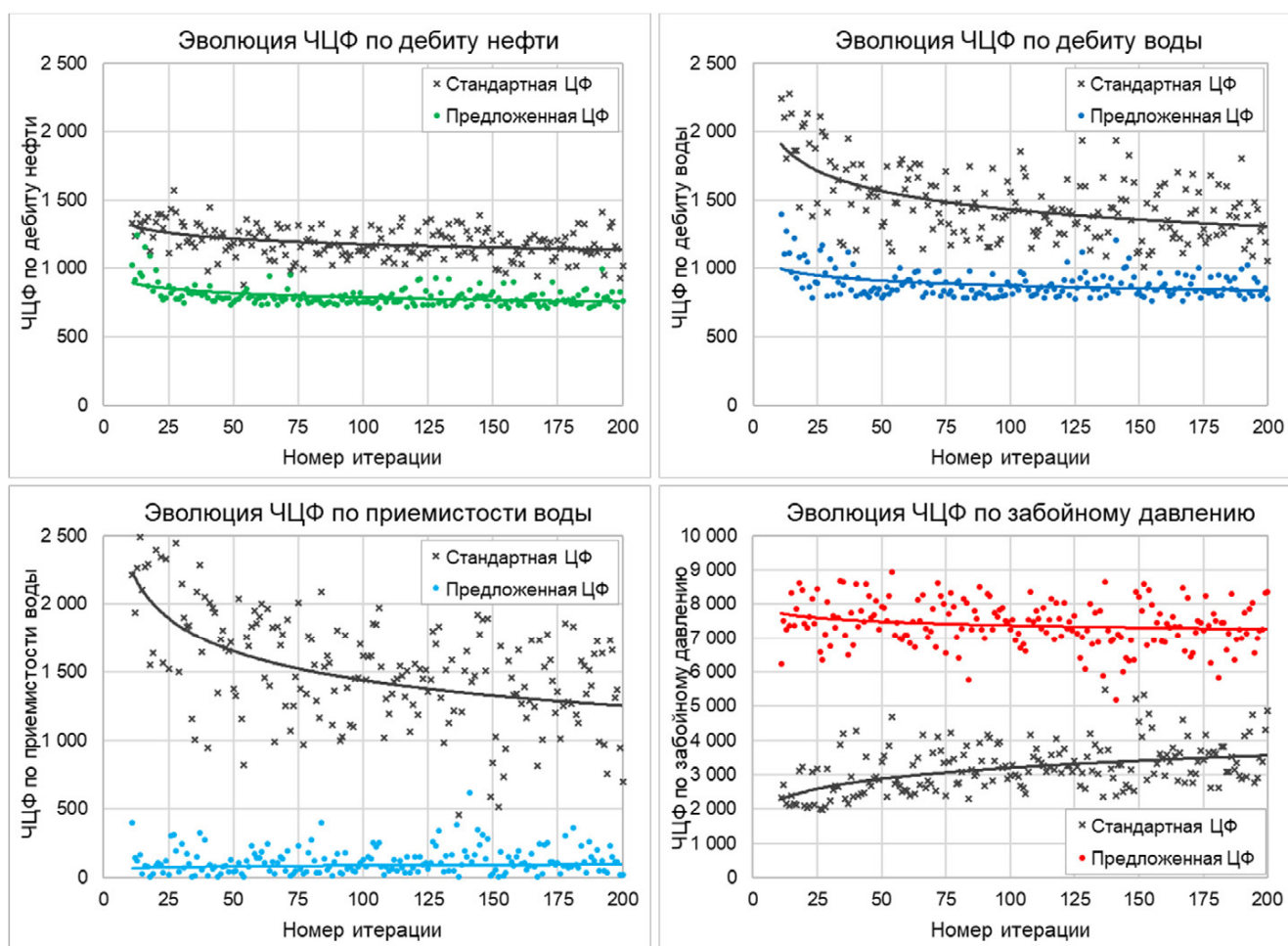


Рисунок 4.5 – Эволюция частных целевых функций при адаптации  
с использованием стандартной ЦФ и предложенной автором

По усредненному результату на конец оптимизации частная целевая функция (ЧЦФ), описывающая суммарные невязки по дебиту нефти, существенно ниже при использовании предложенной целевой функции примерно на 60%. По дебиту воды с предложенной целевой функцией невязки меньше на ~62%, по приемистости воды невязки меньше в 11 раз. Разница более чем убедительная. Стоит отметить, что невязки по забойным давлениям при применении предложенной целевой функции оказались в 2 раза выше. За счет этого суммарная глобальная функция для случая с разработанным методом будет выше. Если ориентироваться на это одно число, то с предложенной целевой функцией показатели выглядят существенно хуже. Однако, как было показано в настоящей работе ранее, использовать суммарную целевую функцию как единственный критерий качества несправедливо и ошибочно.

На рисунке 4.6 приведены невязки по дебитам и приемистостям лучших моделей по результатам адаптации со стандартной целевой функцией и предложенной автором.

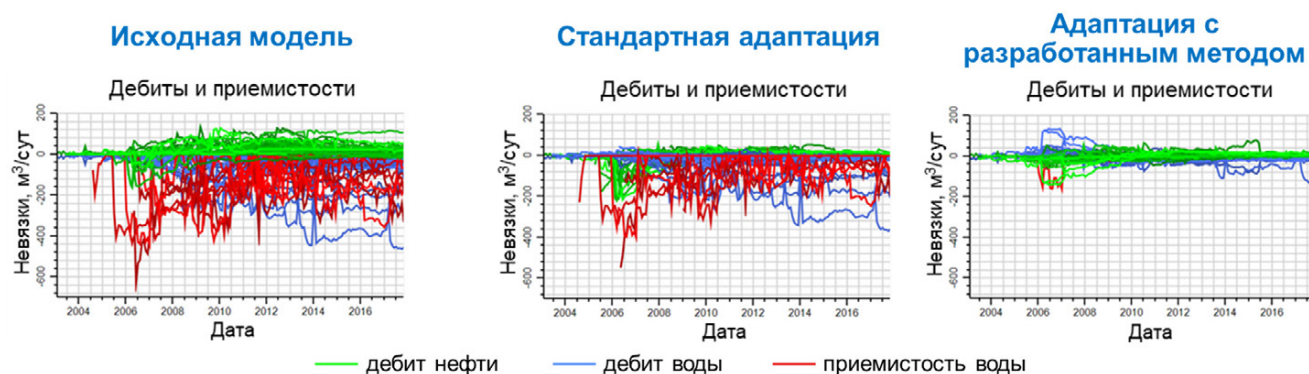


Рисунок 4.6 – Сравнение невязок по результатам адаптации модели реального месторождения со стандартной ЦФ и предложенной автором

В случае со стандартной целевой функцией наблюдается уменьшение невязок, что говорит об улучшении сходимости расчета по данным показателям с историческими значениями. В случае применения разработанного метода наблюдается значительное более сильное уменьшение тех же невязок. Невязки, полученные с применением разработанного метода, уменьшились в среднем в 2 раза по сравнению с адаптацией с использованием стандартной целевой функции. Утверждение справедливо как в отношении дебитов нефти и воды, так и приемистости воды.

Одним из важнейших условий качественной адаптации модели является корректное воспроизведение энергетического состояния объекта разработки. Сравнение серии полученных в ходе адаптации моделей по показателю добычи и закачки флюида в пласт продемонстрировано на рисунке 4.7.

При адаптации со стандартной целевой функцией в подавляющем большинстве полученных моделей значительно не сходятся объемы добычи и закачки флюида в пласт. За 200 итераций не удалось в принципе обеспечить строгое выполнение материального баланса. Данный критерий чрезвычайно важен, поскольку при его нарушении автоматически нарушается поле пластовых давлений, без которых невозможен корректный расчет прогнозных дебитов скважин.

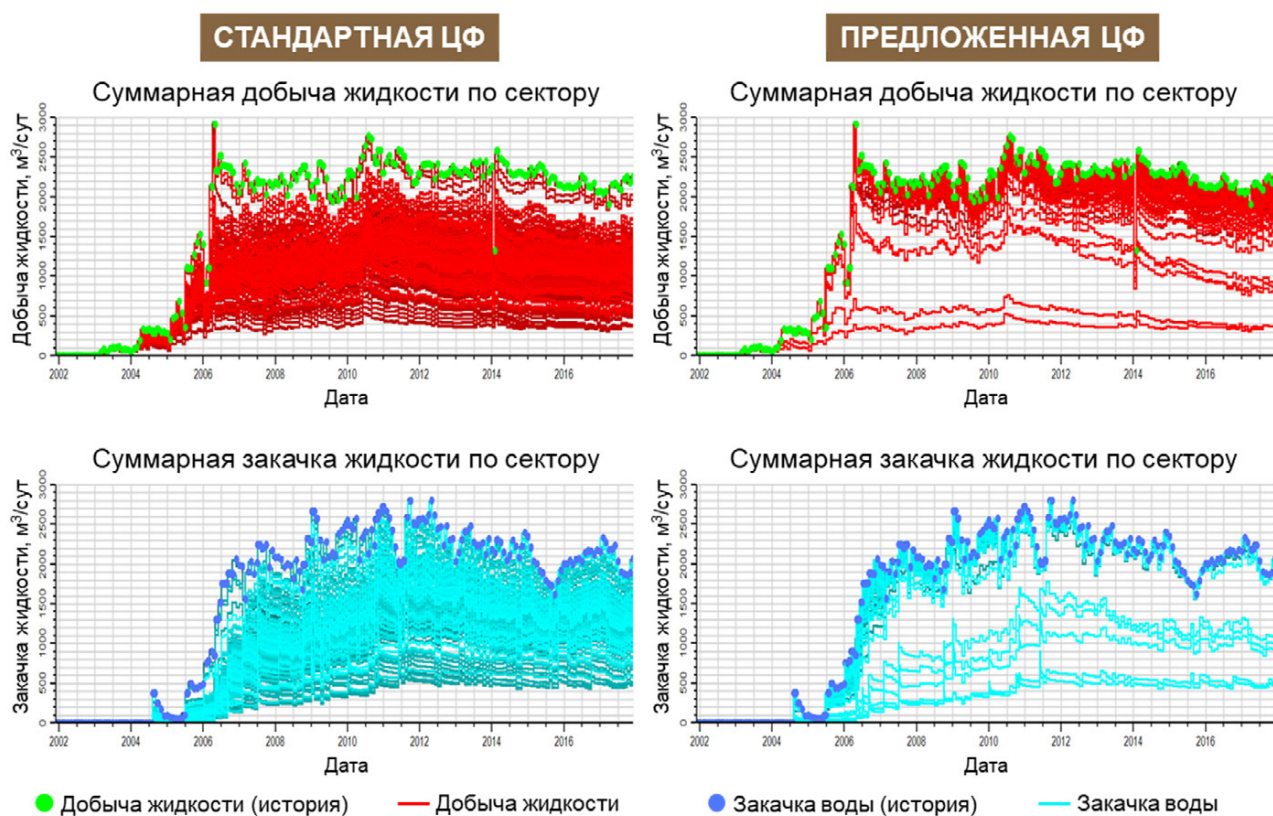


Рисунок 4.7 – Соблюдение материального баланса в моделях, полученных при адаптации с использованием стандартной ЦФ и предложенной автором

В случае с использованием разработанного метода выбора целевой функции в большинстве полученных моделей материальный баланс соблюдается. Небольшое количество графиков добычи и закачки в правой части рисунка 4.7, которые сильно недотягивают до исторических значений, относятся к моделям исходной популяции, которые генерируются случайным образом в начале цикла оптимизации алгоритмом эволюционной стратегии.

Наиболее полное и объективное сравнение результатов адаптации, полученных со стандартной целевой функцией и предложенной автором возможно провести с помощью сопоставления динамики графиков целевых функций и всех показателей разработки, входящих в нее.

На рисунке 4.8 приведены результаты адаптации с использованием стандартной целевой функции. По итерациям 5, 97 и 199 видно, что есть динамика на улучшение адаптации по добыче и закачке жидкости, нефти и воды. Рисунок 4.9 демонстрирует результаты адаптации с разработанным методом задания целевой функции.

### СТАНДАРТНАЯ ЦЕЛЕВАЯ ФУНКЦИЯ

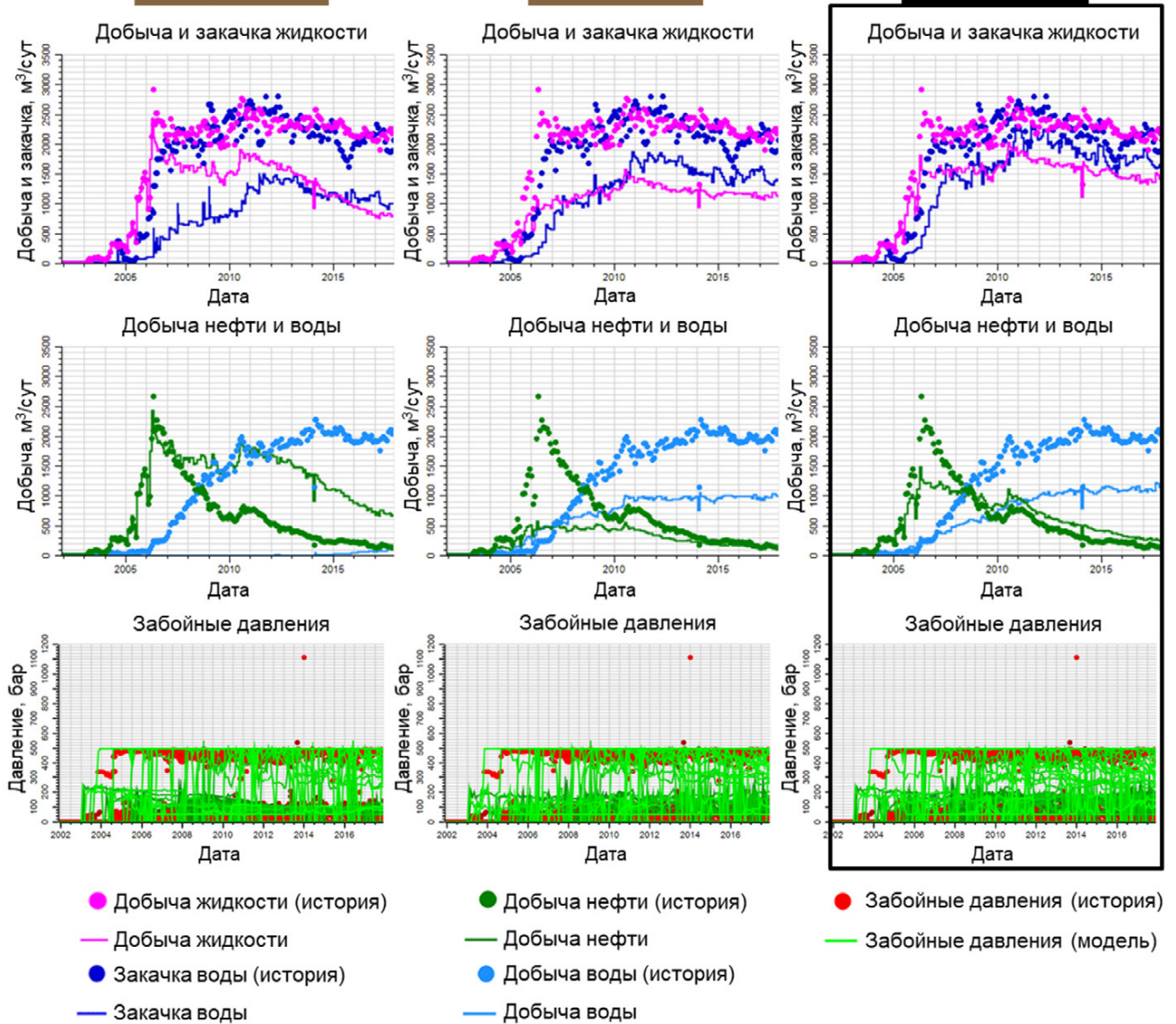
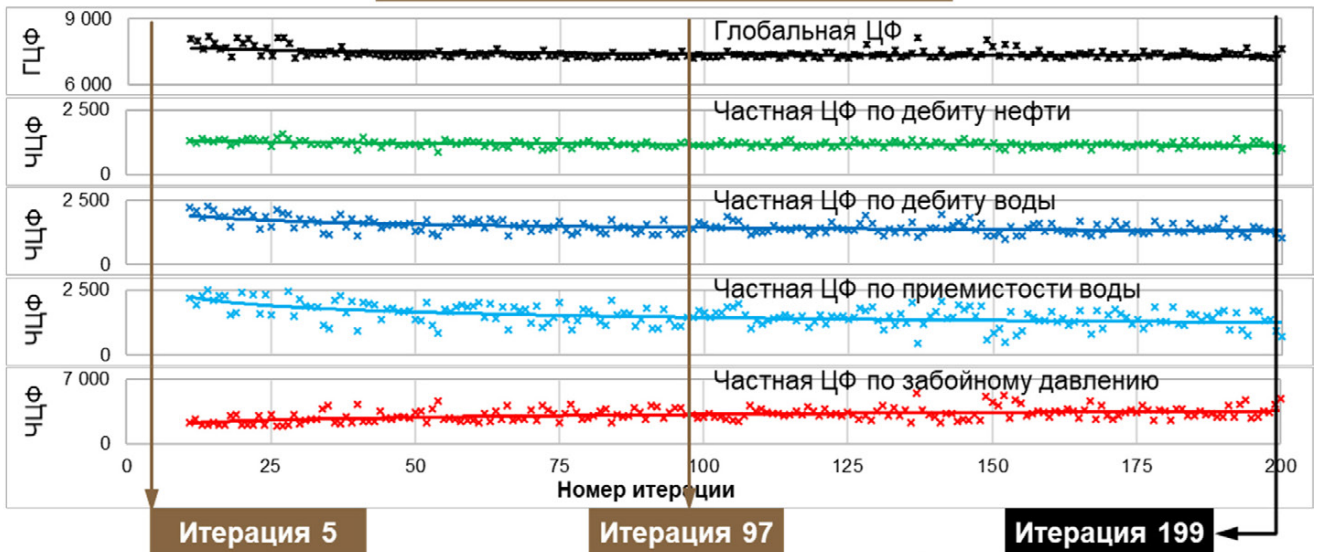
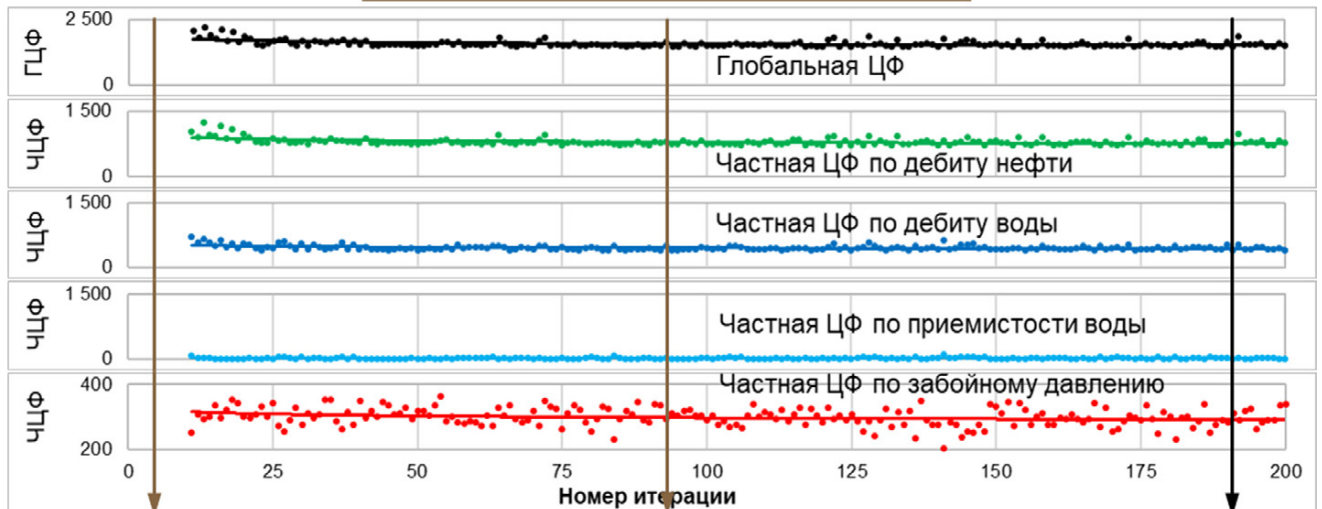


Рисунок 4.8 – Эволюция целевой функции и показателей разработки сектора в случае адаптации с использованием стандартной целевой функции

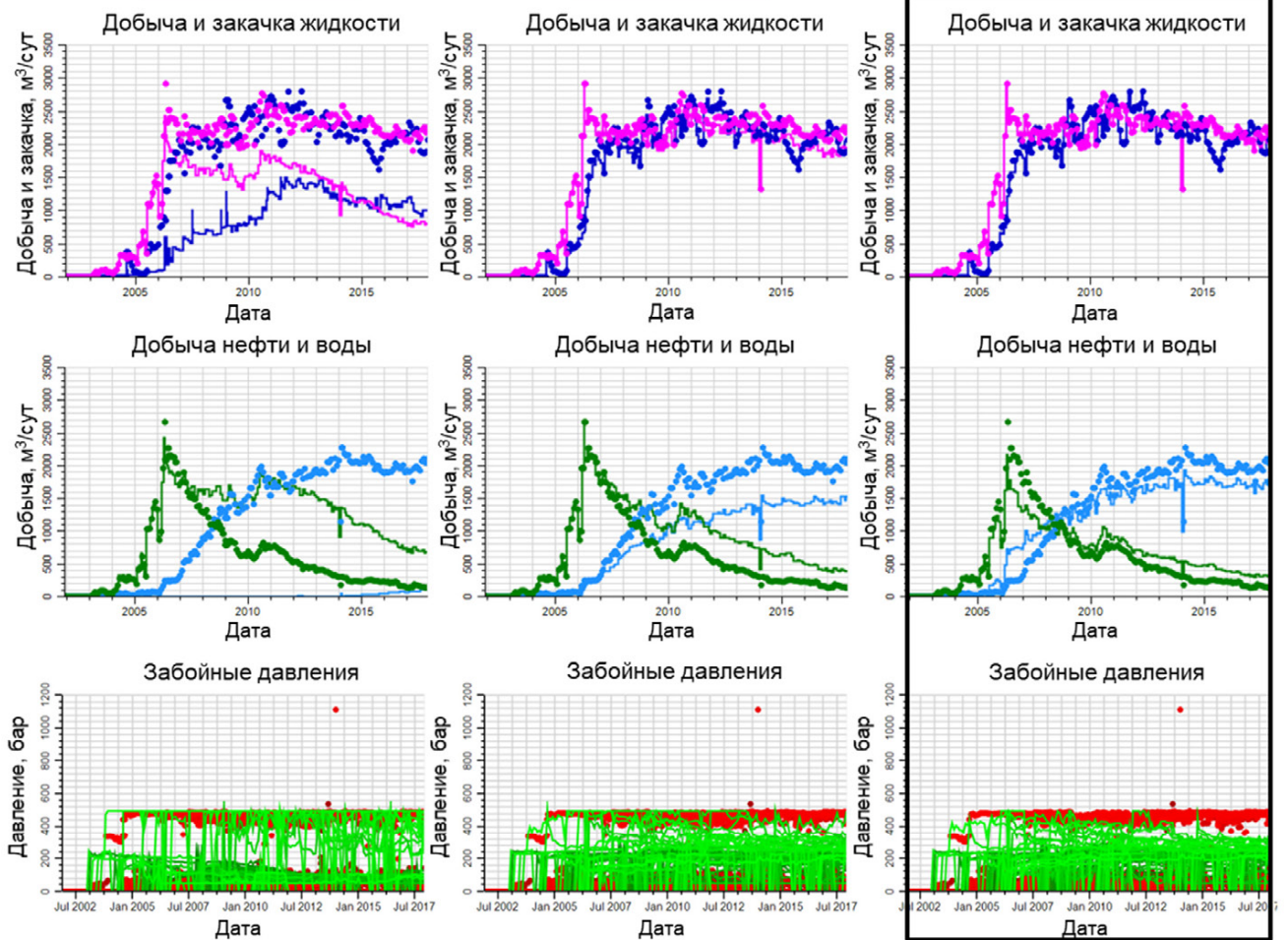
### ПРЕДЛОЖЕННАЯ ЦЕЛЕВАЯ ФУНКЦИЯ



Итерация 5

Итерация 93

Итерация 191



● Добыча жидкости (история)  
 — Добыча жидкости  
 ● Закачка воды (история)  
 — Закачка воды

● Добыча нефти (история)  
 — Добыча нефти  
 ● Добыча воды (история)  
 — Добыча воды

● Забойные давления (история)  
 — Забойные давления (модель)

Рисунок 4.9 – Эволюция целевой функции и показателей разработки сектора в случае адаптации с использованием разработанного метода

Лучшие модели, полученные при адаптации со стандартной целевой функцией и предложенной автором выделены черным прямоугольником на рисунках 4.8 и 4.9. В лучшей модели при использовании разработанного метода добыча и закачка флюида воспроизводится почти полностью, обеспечивая материальный баланс. Отклонение по накопленной добыче и закачке жидкости с применением метода не превышают 1%, в то время как со стандартной целевой функции данные отклонения равны 29% и 22% соответственно. Показатели по добычи нефти и воды при использовании метода так же существенно лучше воспроизводятся по сравнению с адаптацией с использованием стандартной целевой функции. Максимальное отклонение месячной добычи нефти при использовании предложенной целевой функции составляет 530 м<sup>3</sup>/сут, со стандартной 1165 м<sup>3</sup>/сут, максимальное отклонение закачки воды с использованием метода 161 м<sup>3</sup>/сут, при стандартной целевой функции 1132 м<sup>3</sup>/сут.

Проведенные в диссертации вычислительные эксперименты были в первую очередь нацелены на улучшение интегральной адаптации по показателям разработки всего месторождения. Однако на уровне скважин результаты также значительно улучшились. На рисунке 4.10 приведены результаты адаптации в виде абсолютных отклонений расчетных накопленных показателей работы по скважинам от исторических значений.

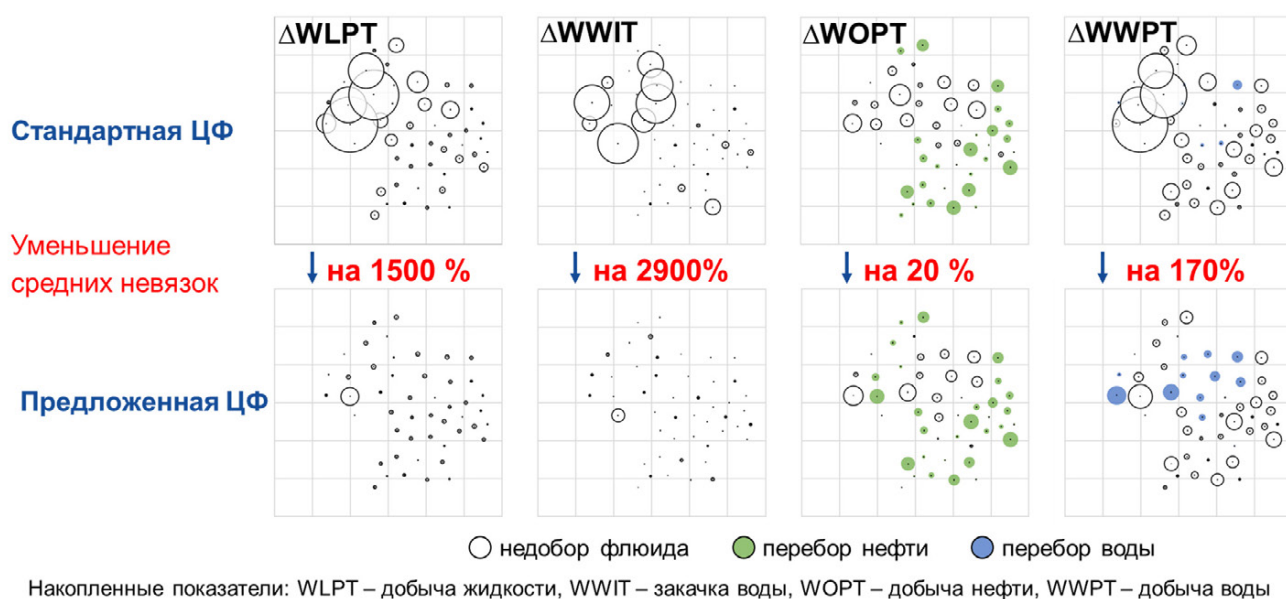


Рисунок 4.10 – Уменьшение отклонений по показателям работы скважин при использовании разработанного метода выбора целевой функции

Отклонения по накопленной добычи жидкости в среднем уменьшились в 15 раз, по накопленной закачке воды в 29 раз, по накопленной добыче нефти на 20%, по накопленной добыче воды на 170%. Дальнейшая более точная адаптация по скважинам требует включения в набор параметров адаптации локальных особенностей месторождения и параметров фильтрации флюида в призабойной зоне пласта (например, скин-фактор).

Стоит отметить, что качество адаптации по забойным давлениям в обоих случаях не улучшилось. Причины могут быть следующие. Во-первых, точность замеров забойных давлений ниже. Во-вторых, не учитываются изменения скин-факторов во времени. Значение общего скин-фактора входит в уравнение Дюпюи, описывающее закон течения флюида в пористой среде (формула 2.1). Добавление компонента пластового давления и фактических замеров по гидродинамическим исследованиям скважин в целевую функцию поспособствует учету перепада давления, возникающего вследствие наличия скин-фактора. В-третьих, стоит отметить увеличение значений частной целевой функции по забойному давлению в процессе адаптации с использованием стандартной целевой функции (рисунок 4.5). Данный эффект возникает как следствие оптимизации с конфликтующими целями. Оптимизационный алгоритм выбирает параметры для следующей итерации только по значению глобальной (суммарной) целевой функции. В данном случае суммарное уменьшение частных целевых функций по дебитам нефти, дебитам воды и приемистости воды больше, чем увеличение глобальной целевой функции за счет роста невязок по забойным давлениям. Данный эффект подчеркивает важность корректного задания формулировки целевой функции для автоадаптации.

Таким образом, качество и скорость адаптации при использовании разработанного метода выбора целевой функции существенно превзошли результаты оптимизации со стандартной целевой функцией.

### 4.3 Выводы по разделу 4

В данном разделе получены результаты апробации разработанного метода выбора наиболее эффективной целевой функции для автоадаптации на секторной модели реального нефтяного месторождения, расположенного на территории расположенного на территории Омской области. Выводы, полученные с помощью численных экспериментов на синтетической модели SRM-6, полностью подтвердились при адаптации реальной модели с использованием разработанного метода.

Достоверность выводов и применимость предложенного метода на реальных данных позволяет внедрить разработку в широкую практику для автоматизированной адаптации геолого-гидродинамических моделей месторождений углеводородов.

## Заключение

В диссертационной работе решена задача создания метода выбора наиболее эффективного вида целевой функции для осуществления автоматизированной адаптации геолого-гидродинамических моделей месторождений углеводородов.

Основные результаты диссертационной работы:

1. Проведен аналитический обзор существующих подходов к заданию целевой функции для автоадаптации моделей. Были описаны и проанализированы основные особенности подходов, их преимущества и недостатки, а также опыт их применения, описанный в литературе. На основе публикаций был сделан вывод об отсутствии единого стандартизованного подхода или метода для задания вида целевой функции, которая бы обеспечивала достижение задач адаптации с наименьшими вычислительными затратами.
2. Предложено и научно обосновано определение эффективности целевой функции, заключающееся в способности адаптированной геолого-гидродинамической модели достигать заданных значений набора критериев качества адаптации месторождения углеводородов при минимальных вычислительных затратах.
3. Разработана синтетическая геолого-гидродинамическая модель, на основе которой установлены степень и характер влияния на эффективность целевой функции математического выражения невязки, ее компонентного состава, способов нормировки и взвешивания невязок.
4. Разработан, теоретически и экспериментально исследован и апробирован на реальных данных метод выбора наиболее эффективной целевой функции для автоадаптации геолого-гидродинамической модели месторождения углеводородов.

Результаты диссертационной работы используются в ходе выполнения научно-исследовательских работ, внедрены в деятельность Центра компетенций по гидродинамическому моделированию ООО «Газпромнефть НТЦ», а также в

учебный процесс ТПУ. Получены соответствующие акты о внедрении (Приложение В). Получен патент на изобретение «Способ адаптации геолого-гидродинамической модели пласта» (Приложение А), в котором описан разработанный в ходе диссертации метод. Выполнена программная реализация разработанного метода, а также создана программа для оценки качества адаптации геолого-гидродинамических моделей месторождений углеводородов (Приложение Б). Построенная автором синтетическая модель SRM-6 выложена в свободный доступ в сети интернет для учебных и научно-исследовательских целей.

### Список литературы

1. Абабков К.В., Сулейманов Д.Д., Султанов Ш.Х., Котенев Ю.А., Варламов Д.И. Основы трехмерного цифрового геологического моделирования // Учебное пособие. – Уфа. – Нефтегазовое дело. – 2008. – 192 с.
2. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем // М.: Недра. – 1982. – 416 с.
3. Антипин Я.О., Белкина В.А. Моделирование нефтенасыщенности залежей с учетом переходной водонефтяной зоны на примере месторождения «А» // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 5. С. 22–29.
4. Битнер А. К. Методы исследования пород-коллекторов и флюидов : учеб. пособие / А. К. Битнер, Е. В. Прокатень. – Красноярск : СФУ, 2018. – 224 с.
5. Боженюк Н.Н., Стрекалов А.В. Некоторые приемы адаптации гидродинамической модели к истории разработки // Нефтегазовое дело. – 2016. – т.15. – №2. – С.42-49.
6. Волкова Е.А. Щербак Е.Н., Потетюнко Э.Н., Обратные задачи определения структуры неоднородных сред: Изд-во: Спутник+. – 2013.
7. Временный регламент оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедра по УВС, протокол ЦКР № 5370 от 19.04.2012.
8. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: учебное пособие / Е.А. Гладков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ТПУ, –2012. – 99 с.
9. Гладков Е.А. Роль компьютерного моделирования в разработке месторождений углеводородного сырья // Горные ведомости. – 2016. – № 7. – С. 48-59.

10. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Трехмерная геолого-технологическая модель месторождения УВ на основе индивидуальной поскважинной адаптации // Газовая промышленность. – 2010. – №5. – С.36-39.

11. Голиков А.М. Метрология и электрорадиоизмерения в телекоммуникационных системах. Методические указания по практическим и семинарским занятиям – Томск: ТУСУР, 2009. - 82 с.

12. Григорьян С.Г. Метрология, стандартизация и технические измерения: учебно-методическое пособие для практических занятий / Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск: ЮРГПУ(НПИ), 2017. – 52 с.

13. Давуди Ш., Еремян Г.А., Степико А.В., Рукавишников В.С., Минаев К.М. Сравнительный анализ физических свойств и экономической эффективности буровых растворов с нанодобавками // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332., – № 6. – С.130–141.

14. Еремян Г.А. Анализ подходов к выбору целевой функции для автоматизированной адаптации моделей месторождений углеводородов // Материалы XII Международной интернет-конференции молодых ученых, аспирантов и студентов «Инновационные технологии: теория, инструменты, практика». – 2021.– С. 144-149.

15. Еремян Г.А. Влияние математического выражения невязки целевой функции на эффективность автоадаптации геолого-гидродинамической модели // Усовка 2021 // Труды XXV Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – 2021. – Т. 2. – С. 69-70.

16. Еремян Г.А. Влияние способов взвешивания целевой функции на эффективность автоадаптации численной модели месторождения углеводородов // Нефтепромышленное дело. 2021. №1. С. 33-40.

17. Еремян Г.А. Методика выбора оптимальной целевой функции для автоадаптации геолого-гидродинамической модели // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. №1. С. 30-38.

18. Еремян Г.А. Создание синтетической модели залежи углеводородов для изучения эффективности целевой функции при автоадаптации // Материалы XII Международной интернет-конференции молодых ученых, аспирантов и студентов «Инновационные технологии: теория, инструменты, практика». – 2021.– С. 138-143.

19. Еремян Г.А. Сравнительный анализ влияния способов нормировки целевой функции на результат автоадаптации геолого-гидродинамической модели // Усовка 2021 // Труды XXV Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – 2021. – Т. 2. – С. 71-72.

20. Еремян Г.А., Давуди Ш., Рукавишников В.С., Степико А.С. Комплексный подход к параметризации геолого-гидродинамической модели для её автоадаптации к процессам разработки залежей нефти // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332., – № 5. – С.138–147.

21. Еремян Г.А., Рукавишников В.С. Влияние способов нормировки целевой функции на результаты автоадаптации численной модели месторождения углеводородов // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С. 81–86.

22. Еремян Г.А., Рукавишников В.С. Выбор математического выражения и компонентного состава целевой функции для автоматизированной адаптации геолого-гидродинамических моделей // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2021. №1. С. 55-61.

23. Еремян Г.А., Рукавишников В.С. Критерии качества автоматизированной адаптации геолого-гидродинамической модели месторождения углеводородов // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С. 76–79.

24. Закревский К.Е. Геологическое 3D-моделирование. М.: ООО «ИПЦ Маска», 2009. 376 с.

25. Закревский К.Е. Практикум по геологическому 3D - моделированию. Построение тестовой модели в Petrel 2011 // Москва. – 2012. – 114с.

26. Золоева Г.М., Жемжурова З.Н., Рыжков В.И., Чекунова В.А., Черноглазов В.Н. Практический курс геологического моделирования // Москва. – Недра. –2010. – 319с.
27. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин // М.: Недра. – 1987. – 375с.
28. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов // Москва - Ижевск. Институт компьютерных исследований. – 2002. – 140с.
29. Кобрунов А.И., Кулешов В.Е., Могутов А.С., Дорогобед А.Н. Прогнозирование геолого-физических параметров месторождений углеводородов в условиях неопределенности данных // Нефтяное хозяйство. 2014. – №7. – С.78-80.
30. Колесник С.В. Относительная фазовая проницаемость : учебное пособие / С.В. Колесник, А.С. Трофимов, С.Т. Полищук. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. – 96с.
31. Кравченко Н.С., Методы обработки результатов измерений и оценки погрешностей в учебном лабораторном практикуме: учебное пособие / Н.С. Кравченко, О.Г. Ревинская; ТПУ. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 88 с.
32. Кулагин А.В., Мушин И.А., Павлова Т.Ю. Моделирование геологических процессов при интерпретации геофизических данных // М.: Недра. – 1994. –251с.
33. Лотов А.В., Пospelова И.И., Многокритериальные задачи принятия решений: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 197 с.
34. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. — М.Л.: Издание: Институт компьютерных исследований, Москва-Ижевск, 2004 г., 628 с.
35. Методические указания по осуществлению контроля качества геолого-гидродинамических моделей, М-01.05.23-01, ООО «Газпромнефть НТЦ», 2013.
36. Михайлов А.Н. Основные представления о переходных зонах и водяных контактах в неоднородных пластах // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. 2012. № 1 (5). С. 150-160.
37. Мудров В.И., Кушко В.Л. Метод наименьших модулей. М.: Знание, 1971, 64 с.

38. Назаров Н. Г. Метрология. Основные понятия и математические модели: [учебное пособие] / Н. Г. Назаров .— М. : Высш. шк., 2002 .— 348 с.
39. Никитин В.А., Бойко С.В. Методы и средства измерений, испытаний и контроля: Учебное пособие - 2-е изд. - Оренбург ГОУ ОГУ, 2004. - 462 с.
40. Орлов А.И., Луценко Е.В. Методы снижения размерности пространства статистических данных // Научный журнал КубГАУ - Scientific Journal of KubSAU. – 2016. – №119. - С.92-107
41. Петерсилье В.И., Асташкин Д.А. О построении кривых капиллярного давления при петрофизических исследованиях коллекторов нефти и газа // Геология нефти и газа. – 2014. – №3. – С.83-88.
42. Пирсон С. Дж. Справочник по интерпретации данных каротажа // М.: Недра, – 1996. – 413с.
43. Подгорнов В.М. Заканчивание скважин: В двух частях: Часть 1: Формирование крепи скважины: Учебник для вузов.- М.: МАКС Пресс, 2008.- 264с.
44. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений. РД 153-39.0-047-00 // Москва. Минэнерго. – 2000. – 143 с.
45. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-007-96 // Москва. ВНИИ. – 1996. – 265 с.
46. Рыжов А.Е., Рассохин С.Г., Троицкий В.М., Шеберстов Е.В., Корчажкина И.Ю., Кошелев А.В., Жариков М. Г. Физическое и математическое моделирование многофазной фильтрации при проектировании разработки нефтяной оторочки Ен-Яхинского НГКМ // Вести газовой науки. 2013. №1 (12), С.126-137.
47. Соколов В.С. Моделирование разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие / В.С. Соколов. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. — 146 с.
48. Сыртланов В.Р., Сыртланова В.С., Санников И.Н., Иксанов К.Н. К вопросу об автоматизации инженерных методик адаптации гидродинамических моделей нефтяных месторождений // Вестник ЦКР Роснедра.–2011. –№4. –С.31-38.

49. Третьяк Л.Н. Обработка результатов наблюдений: Учебное пособие. – Оренбург: ГОУ ОГУ, 2004. – 171 с.

50. Шабаров А. Б. Методы определения функций относительной фазовой проницаемости в задачах многофазной фильтрации / А. Б. Шабаров, А. В. Шаталов, П. В. Марков, Н. В. Шаталова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 1. С. 79-109.

51. Шишаев Г.Ю., Матвеев И.В., Еремян Г.А., Демьянов В.В., Кайгородов С.В. Геологически обоснованная автоматизированная адаптация гидродинамических моделей на примере реального месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №6. – С.58-61.

52. Элланский М.М. Извлечение из скважинных данных информации для решения поисково-разведочных задач нефтегазовой геологии // Учебное пособие для вузов. – М.:РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. – 2000. – 80 с.

53. Aanonsen S.I., Nevdal G., Oliver D.S., Reynolds A.C., & Vallès B. The Ensemble Kalman Filter in Reservoir Engineering--a Review // Society of Petroleum Engineers. – 2009.

54. Almeida F.L.R. Formentin N.H., Maschio C., Davolio A., Schiozer J.D. Influence of Additional Objective Functions on Uncertainty Reduction and History Matching // SPE-190804-MS. – 2018.

55. Almeida F.L.R., Davolio A., Schiozer D.J. A New Approach to Perform a Probabilistic and Multi-objective History Matching // SPE-170623-MS. – 2014.

56. Al-Mudhafar W.J., Erfan A.L.M., Alsubaih A. Bayesian Sensitivity Analysis to Enhance History Matching Through Shale Oil Reservoirs // American Rock Mechanics Association. – 2019.

57. Al-Sofi A.M., Blunt, M.J. Control of Numerical Dispersion in Simulations of Augmented Waterflooding // SPE-129658-MS. – 2010.

58. Alsubaih A.A., Dahm H.H., Alsubaih I. History Matching, Sensitivity and Uncertainty Analysis to Improve Wellbore Stability Model Predictions // American Rock Mechanics Association. – 2017.

59. Alzahabi A.M., Elbanbi, A.H., Sayyoush M. Guidelines for Selecting Appropriate PVT Correlations for Black Oils // SPE-150650-MS. – 2012.
60. Augenbaum J., Cohn S.E., Marchesin D. Eliminating grid-orientation errors in alternating-direction implicit schemes // Applied Numerical Mathematics, Volume 8, Issue 1, p.1-10, 1991.
61. Aulia A., Jeong D., Saaïd I.M., Shuker M.T., El-Khatib N.A. A New History Matching Sensitivity Analysis Framework with Random Forests and Plackett-Burman Design // SPE-189265-MS. – 2017.
62. Bassi M., Cursi E.S., Pagnacco E., Ellaia R. Statistics of the Pareto front in Multi-objective Optimization under Uncertainties // Latin American Journal of Solids and Structures, 15(11), e130. Epub November 14, 2018.
63. Begashaw G.B., Yohannes Y.B. Review of Outlier Detection and Identifying Using Robust Regression Model // International Journal of Systems Science and Applied Mathematics. Vol. 5, No. 1, 2020, pp. 4-11.
64. Behzadi S., Alvarado V. Selection of Three-Phase Relative Permeability Model for Mixed-Wet Reservoirs // SPE-132849-MS. – 2010.
65. Bengio Y., Delalleau O., Le Roux N. The curse of highly variable functions for local kernel machines. In Y. Weiss, B. Schölkopf and J. Platt (Eds.) // Advances in neural information processing systems, 2006, issue 18, p.107-114.
66. Bertolini A.C., Schiozer J.D., Influence of the objective function in the history matching process // Journal of Petroleum Science and Engineering, 2011, Volume 78, Issue 1, p.32-41.
67. Beyer H.G. and Schwefel H.P. Evolution strategies: a comprehensive introduction // Natural Computing: an international journal, 2002, vol 1, pp. 3-52.
68. Booth R. Bertolini A.C., Morton K.L., Fitzpatrick A.J. Design of Objective Function for Interference Well Testing // OTC-24513-MS. – 2013.
69. Bouzarkouna Z., Nobakht B., Karim N. A Better Formulation of Objective Functions for History Matching Using Hausdorff Distances // SPE-174302-MS. – 2015.
70. Brooks R. H., Corey A. T. Hydraulic Properties of Porous Media // Hydrology Papers, Colorado State University, no. March. – 1964.

71. Buonaccorsi J. Measurement Error / New York: Chapman and Hall/CRC, 2010, 464p.
72. Carneiro J., Azevedo L., Pereira M. High-dimensional geostatistical history matching // Comput Geosci 22, pp.607–622. – 2018.
73. Chaudhary N.L., Lee W.J. Detecting and Removing Outliers in Production Data to Enhance Production Forecasting // SPE-179958-MS. – 2016.
74. Chong E., Syihab Z., Putra E., Hidayati D. T., Schechter D. S. A New Grid Block System for Reducing Grid Orientation Effect // Petroleum Science and Technology, 25, 1473-1492, – 2007.
75. Christie M.A., Eydinov D., Demyanov V., Talbot J., Arnold D., Shelkov V. Use of Multi-Objective Algorithms in History Matching of a Real Field // SPE-163580-MS. – 2013.
76. Corey A.T. The interrelation between gas and oil relative permeabilities / A.T. Corey // Producers Monthly. – 1954. – V. 19. – Is. 1. – P. 38–41.
77. Couckuyt I., Deschrijver D., Dhaene T. Fast calculation of multiobjective probability of improvement and expected improvement criteria for Pareto optimization // J Glob Optim 60, 575–594. – 2014.
78. Dake L.P. Fundamentals of Reservoir Engineering / Elsevier, – 1978. – 443p.
79. Deb K., Saxena D. Searching for Pareto-optimal solutions through dimensionality reduction for certain large-dimensional multi-objective optimization problems // Conference: 2006 IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC'2006).
80. Dietrich J.K., Bondor P.L. Three-Phase Oil Relative Permeability Models // SPE-6044-MS. – 1976.
81. Ding Y.D., McKee F., Using partial separability of the objective function for gradient-based optimizations in history matching // SPE-140811-MS. – 2011.
82. Eremyan G., Matveev I., Shishaev G., Rukavishnikov V., Demyanov V. How does the definition of the objective function influence the outcome of history matching? // Conference Proceedings, ECMOR XVII, Sep 2020, Volume 2020, p.1 – 14.

83. Esmaeili M., Ahmadi M., Kazemi A. Kernel-based two-dimensional principal component analysis applied for parameterization in history matching // *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, Volume 191, №107134.
84. Fenton N.E, Neil M., Berger D. Bayes and the Law // *Annual Review of Statistics and Its Application*, Volume 3, 2016.
85. Ferraro P., Verga F. Use Of Evolutionary Algorithms In Single And Multi-Objective Optimization Techniques For Assisted History Matching // OMC-2009-079. – 2009.
86. Ferreira C.J., Davolio A., Schiozer D.J., Use of a Probabilistic and Multi-Objective History Matching for Uncertainty Reduction for the Norne Benchmark Case // SPE-185837-MS. – 2017.
87. Floris F., Bush M., Cuypers M., Roggero F., Syversveen A.R., Methods for quantifying the uncertainty of production forecasts: A comparative study // *Petroleum Geoscience*, vol. 7, pp. 87–97. – 2001.
88. Gervais-Couplet V., Roggero F., Feraille M., Le Ravalec-Dupin M., Seiler A. Joint History Matching of Production and 4D-Seismic Related Data for a North Sea Field Case // SPE-135116-MS. – 2010.
89. Givens B., Hoffman B. T. A Sensitivity Analysis of Input Parameters for Modeling Primary and Tertiary Recovery in Unconventional Oil Reservoirs // SPE-169530-MS. – 2014.
90. Guo X., Wang X. A Novel Objective Grouping Evolutionary Algorithm for Many-Objective Optimization Problems // *International Journal of Pattern Recognition and Artificial Intelligence*. – 2020.
91. Hajizadeh Y., Christie M.A., Demyanov V. Towards multiobjective history matching: Faster convergence and uncertainty quantification // *SPE Reservoir Simulation Symposium*, SPE-141111-MS, The Woodlands, Texas, USA, 2011.
92. Hawkins D. Identification of Outliers, first edition: Springer Science+Business Media B.V. – 1980. – 188p.
93. Hovorka S.D., Choi J.W., Meckel T.A., Trevino R.H., Zeng H., Kordi M., Wang F.P. Comparing carbon sequestration in an oil reservoir to sequestration in a brine

formation- field study // 9th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-9), Washington, D.C., November 16-20, 2008. GCCC Digital Publication Series #08-03d.

94. Hurtado F.S.V., Clovis M., Silva A.F.C. On the Factors Influencing the Grid Orientation Effect in Reservoir Simulation // 19th International Congress of Mechanical Engineering, COBEM, Brazil, 2007.

95. Hutahaean J.J., Demyanov V.V., Christie M.A. On Optimal Selection of Objective Grouping for Multiobjective History Matching // SPE-185957-PA. – 2017.

96. Hutahaean J.J., Demyanow V., Christie M.A. Impact of Model Parameterisation and Objective Choices on Assisted History Matching and Reservoir Forecasting // SPE-176389-MS. – 2015.

97. Ishibuchi H., Tsukamoto N., Nojima Y., Evolutionary many-objective optimization: A short review // Proceedings of 2008 IEEE Congress on Evolutionary Computation, pp. 2424-2431, Hong Kong, June 1-6, 2008.

98. Jerauld G. R. General Three-Phase Relative Permeability Model for Prudhoe Bay // SPE-36178-PA. – 1997.

99. Kathuria A. Intro to optimization in deep learning: Gradient Descent [Электронный ресурс] URL: <https://blog.paperspace.com/intro-to-optimization-in-deep-learning-gradient-descent/> (дата обращения: 05.03.2020).

100. Kayode B., Surdiman S., Ghareeb Z., Salem H. A New Approach for Reducing Numerical Dispersion in Reservoir Simulation // SPE-187991-MS. – 2017.

101. Kazemi A., Stephen K.D., Optimal Parameter Updating in Assisted History Matching Using Streamlines as a Guide // Oil & Gas Science and Technology - Revue d'IFP Energies nouvelles, Institut Français du Pétrole, 2013, 68 (3), pp.577-594.

102. Kazemi A., Stephen K.D. Schemes for automatic history matching of reservoir modeling: A case of Nelson oilfield in UK // Petroleum Exploration and Development. 39. 349–361, 2012.

103. Khaninezhad M., Jafarpour B. Bayesian History Matching and Uncertainty Quantification under Sparse Priors: A Randomized Maximum Likelihood Approach // SPE-163656-MS. – 2013.

104. Khu S.T., Madsen H., Di Pierro F. Incorporating multiple observations for distributed hydrologic model calibration: An approach using a multi-objective evolutionary algorithm and clustering // *Advances in Water Resources*, vol. 31, no. 10, pp. 1387–1398, 2008.
105. Kianinejad A., Chen, X., Di Carlo D.A. Three-Phase Relative Permeability in Consolidated Media // SPE-175129-MS. – 2015.
106. Kumar R., Rockett P. Improved Sampling of the Pareto-Front in Multiobjective Genetic Optimizations by Steady-State Evolution: A Pareto Converging Genetic Algorithm. // *Evolutionary computation*, 2002, Volume 10, Issue 3, pp.283-314.
107. Lehmann E.L., Casella G. *Theory of Point Estimation* (2nd ed.) / New York: Springer. 1998. 590p.
108. Leverett M.C. Capillary Behavior in Porous Solids // SPE-941152-G. – 1941.
109. Levin L. Universal Search Problems // *Problems of Information Transmission*, pp.265–266, 1973.
110. Linyan L., Cheung K.F. Numerical dispersion in non-hydrostatic modeling of long-wave propagation // *Ocean Modelling*, Volume 138, pp. 68-87, 2019.
111. Matveev I., Shishaev G., Eremyan G., Konoshonkin D., Demyanov V., Kaygorodov S., Geology realism control in automated history matching // *Conference Proceedings, ECMOR XVII*, Sep 2020, Volume 2020, p.1 – 9.
112. Matveev I.V., Shishaev G.Y., Eremyan G.A. et al, Geology Driven History Matching // SPE-196881-MS. – 2019.
113. Melnikov M., Shishaev G., Matveev I., Eremyan G., Demyanov V., Bukhanov N., Belozarov B. An optimization method for the assisted history matching (AHM) process using the gradient boosting approach // *Proceedings of EAGE/AAPG Digital Subsurface for Asia Pacific Conference*, Sep 2020, Volume 2020, p.1 – 9.
114. Mohamed L., Christie M. A., Demyanov V. Comparison of Stochastic Sampling Algorithms for Uncertainty Quantification // SPE-119139-PA. – 2010.
115. Murata T., Taki A., Many-objective optimization for knapsack problems using correlation-based weighted sum approach, in Ehrgott M., Fonseca C.M.,

Gandibleux X., Hao J.K., Sevaux M. (eds) Evolutionary Multi-Criterion Optimization (EMO), Nantes, France, 2009, vol. 5467, pp. 468–480.

116. O'Sullivan A., Christie M. Error Models for Reducing History Match Bias // *Comput Geosci* 9 (2–3): pp.125–153. – 2005.

117. Odegov A., Khabibullin R., Khasanov M., Brusilovsky A., Krasnov V. Analysis of Black Oil Correlations for PVT Properties Estimation // SPE-176596-M. – 2015.

118. Otake S., Yoshikawa T., Furuhashi T. Basic study on aggregation of objective functions in many-objective optimization problems // *Proceedings of the World Automation Congress (WAC)*, 2010, Kobe, Japan, 2010, pp. 1–6.

119. Park H.Y. Handling Conflicting Multiple Objectives Using Pareto-Based Evolutionary Algorithm for History Matching of Reservoir Performance // SPE-163623-MS. – 2013.

120. Purshouse R.C., Fleming P.J. Conflict, harmony, and independence: Relationships in evolutionary multi-criterion optimization / Fonseca C.M., Fleming P.J., Zitzler E., Thiele L., Deb K. (eds) Evolutionary Multi-Criterion Optimization (EMO), Faro, Portugal, 2003, vol. 2632, pp. 16–30.

121. Reservoir Simulation Manual / Heriot Watt University. – 2014.

122. Ritzi R.W., Bobeck P. Comprehensive principles of quantitative hydrogeology established by Darcy (1856) and Dupuit (1857) // *Water Resources Research*, 44 (10). – 2008.

123. Roggero F., Hu L.Y. Gradual Deformation of Continuous Geostatistical Models for History Matching // SPE-49004-MS. – 1998.

124. Rwechungura R.W., Dadashpour M., Kleppe J. Advanced History Matching Techniques Reviewed // SPE-142497-MS. – 2011.

125. Sander F., Zille H., Mostaghim S. Transfer strategies from single- to multi-objective grouping mechanisms // *Proceedings of the Genetic and Evolutionary Computation Conference (GECCO '18)*. Association for Computing Machinery, New York, NY, USA, 2018, pp.729–736.

126. Santhosh E.C., Sangwai J.S., 2016, A hybrid differential evolution algorithm approach towards assisted history matching and Uncertainty Quantification for Reservoir Models // Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, Volume 142, p.21-35.
127. Sarma P., Durlofsky L. J., Aziz K., Chen W.H. A New Approach to Automatic History Matching Using Kernel PCA // SPE-106176-MS. – 2007.
128. Schiozer D.J., Almeida N.S.L., Ligerio E.L., Maschio C. Integration of History Matching And Uncertainty Analysis // Journal of Canadian Petroleum Technology, 2005, Volume 44, Issue 07, p.41-47.
129. Schulze-Riegert R.W., Axmann J.K., Haase O., Rian D.T., You Y.L. Evolutionary Algorithms Applied to History Matching of Complex Reservoirs // SPE-77301-PA. – 2002.
130. Schulze-Riegert R.W., Krosche M., Fahimuddin A., Ghedan S.G. Multiobjective Optimization With Application to Model Validation and Uncertainty // SPE-105313. – 2007.
131. Shahkarami A., Mohaghegh S.D., Gholami, V., Haghighat, S. A. Artificial Intelligence (AI) Assisted History Matching, SPE-169507-MS. – 2014.
132. Siddiqui S., Ertekin T., Hicks P.J. A Comparative Analysis of the Performance of Two-Phase Relative Permeability Models in Reservoir Engineering Calculations // SPE-26911-MS. – 1993.
133. Synthetic Reservoir Model [Электронный ресурс] URL: <https://hwtpu.info/en/srm/> (дата обращения: 16.08.2021).
134. Simmons C.T. Henry Darcy (1803–1858): Immortalised by his scientific legacy. Hydrogeol J 16, 1023. – 2008.
135. Slotte P.A., Smorgrav E. Response Surface Methodology Approach for History Matching and Uncertainty Assessment of Reservoir Simulation Models // SPE-113390-MS. – 2008.
136. Stephen K.D. Seismic History Matching With Saturation Indicators Combined With Multiple Objective Function Optimization // SPE-164857-MS. – 2013.
137. Stordal A.S., Nevdal G. A modified randomized maximum likelihood for improved Bayesian history matching // Comput Geosci 22, pp.29–41. – 2018.

138. Tarantola A. Inverse Problem Theory and Methods for Model Parameter Estimation // SIAM. – 2005.
139. Udy J., Hansen B., Maddux S., Petersen D., Heilner S., Stevens K., Lignell D., Hedengren J.D. Review of Field Development Optimization of Waterflooding, EOR, and Well Placement Focusing on History Matching and Optimization Algorithms // Processes, 2017, Volume 5, Issue 34, pp.1-25.
140. Vink J.C., Goa G., Chen C., Bayesian Style History Matching: Another Way to Under-Estimate Forecast Uncertainty? // SPE-175121-MS. – 2015.
141. Wilson A. Uncertainty Quantification for History-Matching Problems // Journal of Petroleum Technology, 2017, Volume 69, Issue 04, pp.90-92.
142. Yang C., Nghiem, L.X., Card C., Bremeier M. Reservoir Model Uncertainty Quantification Through Computer-Assisted History Matching // SPE-109825-MS.–2007.
143. Yeh T.H., Jimenez E., Van Essen G., Chen C., Jin L., Girardi A., Conn A.R. Reservoir Uncertainty Quantification Using Probabilistic History Matching Workflow // SPE-170893-MS. – 2014.
144. Zhang D., Shen A., Jiang X., Kang Z. Efficient history matching with dimensionality reduction methods for reservoir simulations // SIMULATION, 2018, 94(8), pp.739–751.

## Приложение А

## Патент на изобретение

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2754741

**Способ адаптации геолого-гидродинамической модели  
пласта**

Патентообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью  
«Газпромнефть Научно-Технический Центр» (ООО  
«Газпромнефть НТЦ»)* (RU)

Авторы: *Кайгородов Сергей Владимирович (RU), Рукавишников  
Валерий Сергеевич (RU), Демьянов Василий Валерьевич (RU),  
Шишаев Глеб Юрьевич (RU), Матвеев Иван Владимирович  
(RU), Еремян Грачик Араикович (RU)*

Заявка № 2021106489

Приоритет изобретения 12 марта 2021 г.

Дата государственной регистрации  
в Государственном реестре изобретений  
Российской Федерации 07 сентября 2021 г.

Срок действия исключительного права  
на изобретение истекает 12 марта 2041 г.

Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ  
Сертификат 0x0245CFCB081ACF59440A2F08092E9A118  
Владелец **Ивлиев Григорий Петрович**  
Действителен с 15.01.2021 по 15.01.2035

Г.П. Ивлиев



## Приложение Б

## Свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2021668790

Программа для генерации оптимальных параметров  
целевой функции для автоадаптации цифровых моделей  
месторождений углеводородов "Objective function"

Правообладатель: *Еремян Грачик Араикович (RU)*Автор(ы): *Еремян Грачик Араикович (RU)*

Заявка № 2021668154

Дата поступления 16 ноября 2021 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 19 ноября 2021 г.

Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ  
Сертификат 0x02A5CFBC00B1ACF59A40A2F08092E9A118  
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

№ 2021680049

Программа для оценки качества адаптации цифровых  
моделей месторождений углеводородов "НМ Quality"

Правообладатели: *Еремян Грачик Араикович (RU),  
Рукавишников Валерий Сергеевич (RU)*

Авторы: *Еремян Грачик Араикович (RU), Рукавишников  
Валерий Сергеевич (RU)*



Заявка № 2021668878

Дата поступления 22 ноября 2021 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 07 декабря 2021 г.

Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ  
Сертификат 0x02A5CFB00B1ACF59A40A2F08092E9A118  
Владелец **Ивлиев Григорий Петрович**  
Действителен с 15.01.2021 по 15.01.2035

Г.П. Ивлиев

## Приложение В

### Акты внедрения

УТВЕРЖДАЮ

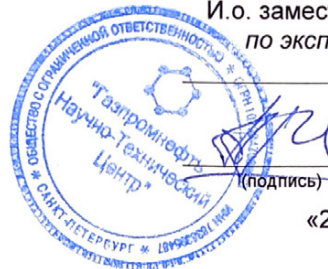
ООО «Газпромнефть НТЦ»  
(наименование организации)

И.о. заместителя генерального директора  
по экспертизе и функциональному  
развитию  
(должность)

А.В. Мельников

(И.О. Фамилия)

«20» сентября 2021 г.



АКТ

#### внедрения результатов диссертационной работы Еремяна Грачика Араиковича

Комиссия в составе председателя: Руководителя Центра компетенций по гидродинамическому моделированию, главного эксперта ООО «Газпромнефть НТЦ» (г. Санкт-Петербург) Роцектаева А.П., членов комиссии:

- руководителя программ по развитию гидродинамического моделирования  
Кайгородова С.В.
- эксперта Калинина С.А.

Составили настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы Еремяна Г.А. «Выбор целевой функции для решения задачи автоадаптации геолого-гидродинамической модели», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, внедрены в деятельность Центра компетенций по гидродинамическому моделированию ООО «Газпромнефть НТЦ». В частности, результаты работы использованы в технологическом проекте «Автоматизированная адаптация геолого-гидродинамических моделей, управляемая геологическими неопределенностями» (I17PRD0836), по итогам которого получен патент на изобретение "Способ адаптации геолого-гидродинамической модели пласта" (Патент №2754741 РФ, опубликован 07.09.2021, бюл. №25). Кроме того, разработанный метод используется при построении геолого-гидродинамических моделей в рамках выполнения работ по доходным договорам с дочерними обществами Компании «Газпром нефть», благодаря чему сокращается время работ и повышается качество адаптации моделей.

Председатель комиссии

 Роцектаев А.П.

Члены комиссии

 Кайгородов С.В.

 Калинин С.А.



Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation  
Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education  
«National Research Tomsk Polytechnic University» (TPU)  
30, Lenin ave., Tomsk, 634050, Russia  
Tel. +7-3822-606333, +7-3822-701779,  
Fax +7-3822-606444, e-mail: tpu@tpu.ru, tpu.ru  
OKPO (National Classification of Enterprises and Organizations):  
02069303,  
Company Number: 027000890168,  
VAT/KPP (Code of Reason for Registration)  
7018007264/701701001, BIC 016902004

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский  
Томский политехнический университет» (ТПУ)  
Ленина, пр., д. 30, г. Томск, 634050, Россия  
тел.: +7-3822-606333, +7-3822-701779,  
факс +7-3822-606444, e-mail: tpu@tpu.ru, tpu.ru  
ОКПО 02069303, ОГРН 1027000890168,  
ИНН/КПП 7018007264/701701001, БИК 016902004

## АКТ

### внедрения в учебный процесс результатов диссертационной работы Еремяна Грачика Араиковича

Комиссия в составе:

Боев А.С., к.х.н., директор ИШПР ТПУ, председатель комиссии;  
Рукавишников В.С., PhD, директор ЦППС НД ИШПР ТПУ;  
Чернова О.С., д.г.-м.н., профессор ОНД ИШПР ТПУ, руководитель ООП  
«Petroleum Engineering (Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений)»;  
Матвеев И.В., к.ф.-м.н., доцент ОНД ИШПР ТПУ

составила настоящий акт о нижеследующем,

Результаты диссертационной работы Еремяна Г.А. «Выбор целевой функции для решения задачи автоадаптации геолого-гидродинамической модели», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, используются в учебном процессе в Инженерной школе природных ресурсов ТПУ при практических занятиях по гидродинамическому моделированию.

Студенты имеют возможность ознакомиться с результатами диссертационного исследования в ходе выполнения групповых проектов и дипломных работ. Освоение студентами предложенного Еремяном Г.А. подхода позволяет сформировать навыки обоснованного выбора вида целевой функции для решения актуальной задачи автоматизированной адаптации численной модели месторождения углеводородов.

Материалы диссертации используются в научно-исследовательских работах преподавателей, аспирантов и студентов в Инженерной школе природных ресурсов ТПУ.

Настоящий акт составлен в 3 (трех) экземплярах.

Боев А.С.

к.х.н., директор ИШПР ТПУ,  
председатель комиссии

« 29 » 11 2021 г.

Рукавишников В.С.

PhD, директор ЦППС НД ИШПР ТПУ

« 29 » 11 2021 г.

Чернова О.С.,

д.г.-м.н., профессор ОНД ИШПР ТПУ,  
руководитель ООП «Petroleum  
Engineering (Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений)»

« 29 » 11 2021 г.

Матвеев И.В.

к.ф.-м.н., доцент ОНД ИШПР ТПУ

« 29 » 11 2021 г.