

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

На правах рукописи

Завьялов Дмитрий Алексеевич

**МОДЕЛИ И МЕТОДЫ ПОДДЕРЖКИ
ПРОЕКТНО-ОРИЕНТИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ
РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

05.13.10 – Управление в социальных и экономических системах

Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
Захарова Алёна Александровна,
доктор технических наук

Томск – 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1. АНАЛИЗ УПРАВЛЕНЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ	12
1.1. Жизненный цикл месторождения углеводородов.....	13
1.2. Проектно-ориентированный характер управленческой деятельности в разработке месторождений углеводородов.....	17
1.2.1. Характеристики управленческой деятельности в разработке месторождений углеводородов	17
1.2.2. Логическая структура управленческой деятельности.....	34
1.2.3. Временная структура управленческой деятельности.....	40
Выводы.....	45
2. МОДЕЛИ И МЕТОДЫ ПОДДЕРЖКИ ПРОЕКТНО-ОРИЕНТИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ.....	48
2.1. Системная модель проектно-ориентированного управления разработкой месторождений углеводородов.....	48
2.1.1. Применение системной модели проектно-ориентированного управления для решения задач управления разработкой месторождений УВ.	50
2.1.2. Разработка методов обоснования управленческих решений в условиях неопределенности	53
2.2. Комплексный подход к моделированию месторождения	60
2.3. Методы поддержки проектно-ориентированного управления разработкой месторождений	73
2.3.1. Метод поиска аналогий на основе трехмерных визуальных моделей данных	73
2.3.2. Метод верификации исходных данных на основе трехмерных визуальных моделей	82

2.4. Усовершенствованная система проектно-ориентированного управления разработкой месторождений.....	89
Выводы.....	90
3. ТЕСТИРОВАНИЕ МОДЕЛЕЙ И МЕТОДОВ ПОДДЕРЖКИ ПРОЕКТНО-ОРИЕНТИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ.....	92
3.1. Методика тестирования и оценки результатов исследований.....	92
3.2. Тестирование комплексного подхода к моделированию месторождения .	97
3.3. Тестирование разработанных методов.....	106
3.3.1. Метод поиска аналогий	106
3.3.2. Метод верификации исходных данных	108
3.4. Тестирование программного обеспечения.....	113
3.5. Оценка эффекта от применения усовершенствованной системы проектно-ориентированного управления разработкой месторождения.....	116
Выводы.....	122
4. ПРИМЕНЕНИЕ РАЗРАБОТАННЫХ МОДЕЛЕЙ И МЕТОДОВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАДАЧ.....	124
4.1. Реализация программного обеспечения для поддержки проектно-ориентированного управления разработкой месторождений углеводородов..	124
4.2. Аprobация	131
4.3. Внедрение.....	149
Выводы.....	150
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	151
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	153
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	154
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ СХЕМЫ ПРОЦЕССА УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	165
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ПАРАМЕТРЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПРИНЯТЫ ПО АНАЛОГИИ.....	169

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ФРАГМЕНТ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ВИЗУАЛЬНОЙ МОДЕЛИ.....	170
ПРИЛОЖЕНИЕ 4. НАБОР ДАННЫХ ДЛЯ ТЕСТИРОВАНИЯ И АПРОБАЦИИ РАЗРАБОТАННЫХ МЕТОДИК И ПРОГРАММНЫХ СРЕДСТВ	172
ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ФРАГМЕНТЫ ИСХОДНОГО КОДА РАЗРАБОТАННОГО ПО	173
ПРИЛОЖЕНИЕ 6. СВИДЕТЕЛЬСТВА О ГОСУДАРСТВЕННОЙ РЕГИСТРАЦИИ ПРОГРАММ ДЛЯ ЭВМ	189
ПРИЛОЖЕНИЕ 7. СПРАВКА О ВНЕДРЕНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЫ В ПРАКТИКУ	193
ПРИЛОЖЕНИЕ 8. СПИСОК НИР	194
ПРИЛОЖЕНИЕ 9. СПИСОК КОНФЕРЕНЦИИ.....	196
ПРИЛОЖЕНИЕ 10. АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ	197
ПРИЛОЖЕНИЕ 11. СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ	199

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы

Разработка месторождения – это сложный технологический процесс, включающий бурение скважин, добычу, транспортировку и переработку углеводородов, проведение исследовательских работ и мероприятий в скважинах.

В рамках данной работы система разработки месторождения углеводородов (УВ) рассматривается как социально-экономическая система (СЭС). Такая СЭС имеет сложное иерархическое строение и тесно взаимосвязана с другими СЭС (административно, инфраструктурно, экономически). В состав такой системы, как месторождение, входят подземные пласты с залежами углеводородов, наземная инфраструктура (трубопроводы, электростанции, жилые и рабочие помещения, дороги и прочее), а также пробуренные скважины (добывающие, нагнетательные, водозаборные и другие). В управлении СЭС «месторождение УВ» на разных этапах, как правило, участвуют три организационные системы: государство, недропользователь и проектный институт, в составе которых на разных этапах решения принимают специалисты различных профилей (лица, принимающие решения, – ЛПР), взаимодействие которых зачастую не согласованно.

Функционирование месторождения возможно только на основе проектного документа, который определяет стратегию разработки, поэтому управленческая деятельность в разработке месторождений УВ связана с непрерывным выполнением большого числа проектов и носит проектно-ориентированный характер.

При управлении разработкой месторождения УВ необходимо учитывать в комплексе все аспекты, в том числе достоверность представлений о геологическом строении и человеческий фактор, а также привлекать знания и опыт экспертов. Для повышения эффективности и надежности функционирования месторождения УВ следует усовершенствовать систему управления, что в свою очередь позволит улучшить механизм принятия решений.

Изучением социально-экономических систем и актуальных вопросов повышения эффективности разработки месторождений УВ занимаются многие отечественные и зарубежные ученые. Методология управления проектами и теория социально-экономических систем проработана Новиковым Д.А., Бурковым В.Н., Васильевым Д.К., Заложневым А.Ю., Цветковым А.В., Коновальчуком Е.В., Матвеевым А.А. [1-12].

Геологическое и гидродинамическое моделирование пластов месторождений УВ освещается в работах Закревского К.Е., Гладкова Е.А., Ямпольского В.З., Захаровой А.А., Пешкова В.Е., Каневской Р.Д., Закревского К.Е. и других [13-33]. Изучению аспектов управления нефтегазовым комплексом и рационального использования ресурсов, а также вопросам оценки эффективности управления в нефтедобывающей отрасли посвящены исследования Виханского О.С., Ворожейкина И.Е., Гончарова И.В., Ефремова В.В., Подольского Ю.В., Сорокина Л.В., Шестакова А.Н., Хэнди Ч., Арбатова П.А., Назарова В.И., Богданова С.Д., Гужновского Л.П., Комарова М.А., Конторовича А.Э., Муракаева М.И., Орлова В.П., Трутнева Ю.П., Хакимова Б.В., Хикла У.Д. и других [34-69].

Существующие исследования, подходы и методы направлены на решение частных проблем в проектной деятельности при разработке месторождений, что связано со сложностью процесса управления разработкой и многопараметричностью задачи планирования.

Таким образом существует противоречие между необходимостью в комплексе учитывать все аспекты проектно-ориентированного управления разработкой месторождения, в том числе человеческий фактор, и отсутствием такой возможности в существующей системе управления. Несмотря на то, что многие положения системы управления регламентированы, она многостадийна и многовариантна, кроме того существует большое число факторов как в самой системе, так и внешних, которые влияют на эффективность работы системы.

Поэтому актуальными являются повышение эффективности проектно-ориентированного управления разработкой месторождения углеводородов на основе

комплексного подхода, повышение адекватности моделей пластов месторождений, а также эффективности принятия решений и снижение влияния человеческого фактора.

Объектом исследования является система разработки месторождения углеводородов, включающая в себя как пласты с залежами углеводородов, так и объекты наземной инфраструктуры.

Предметом исследования является проектно-ориентированное управление системой разработки месторождения углеводородов.

Цель работы – разработка моделей и методов повышения эффективности проектно-ориентированного управления разработкой месторождений углеводородов за счет снижения времени выработки управленческих решений и повышения адекватности моделей пластов.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие **задачи**:

1. Исследовать управленческую деятельность в разработке месторождения УВ, характер и ключевые особенности этой деятельности, выполнить анализ существующих моделей и методов управления и формализацию системы управления разработкой месторождения.

2. Создать системную модель проектно-ориентированного управления разработкой месторождений УВ.

3. Для объединения стадий проектно-ориентированного управления разработкой месторождений за счет комплексирования исходных данных и моделей реализовать комплексный подход к моделированию.

4. Разработать метод поиска аналогий и метод верификации исходных данных на основе трехмерных визуальных моделей данных.

5. Усовершенствовать существующую систему проектно-ориентированного управления разработкой месторождения за счет новых моделей и методов.

6. Выполнить апробацию разработанных моделей и методов, а также усовершенствованной системы проектно-ориентированного управления разработкой месторождения УВ на реальных данных по месторождениям Томской области, выполнить внедрение.

Методы исследования

В работе использованы положения теории управления, методы теории принятия решений, моделирования (численного, визуального), статистического анализа данных, визуального анализа данных, объектно-ориентированного проектирования и программирования.

Научная новизна

1. Предложена новая системная модель управления разработкой месторождений углеводородов, которая является проектно-ориентированной и в комплексе учитывает все взаимодействующие компоненты и условия процесса управления и его окружения.

2. Предложено объединение стадий проектно-ориентированного управления разработкой месторождений путем привлечения ретроспективной информации по эксплуатации на стадии геологического моделирования и экономических параметров на стадии прогнозного моделирования разработки для реализации нового комплексного подхода к моделированию месторождений, который позволяет повысить эффективность проектного управления и обеспечивает обратную связь стадий управления.

3. Разработаны новый метод поиска аналогий и новый метод верификации исходных данных при управлении разработкой месторождений на основе трехмерных визуальных моделей данных, повышающие информированность ЛПР в условиях высокой информационной неопределенности.

4. Предложена усовершенствованная система проектно-ориентированного управления разработкой месторождения, полученная дополнением существующей системы авторскими моделями и методами.

Теоретическая значимость работы заключается в формализации процесса проектно-ориентированного управления разработкой месторождения УВ, в создании новой системной модели проектно-ориентированного управления разработкой месторождения УВ, нового комплексного подхода к моделированию и разработке

новых методов поиска аналогий и верификации исходных данных. Результаты исследований позволили усовершенствовать существующую систему проектно-ориентированного управления разработкой месторождения УВ.

Практическая значимость и реализация результатов работы

Разработано программное обеспечение J-Function (распределение водонасыщенности в геологической модели), GDM-tool (формирование расстановок проектных скважин), RePort (формирование регламентной отчетности на основе результатов моделирования), Economics (экономическая экспресс-оценка при прогнозном моделировании) для поддержки проектно-ориентированного управления разработкой месторождений УВ. Программное обеспечение может быть использовано проектными институтами и недропользователями при управлении разработкой месторождений, а также университетами при обучении студентов моделированию месторождений.

Степень достоверности результатов проведенных исследований подтверждается тестированием на реальных данных, апробацией и внедрением разработанных моделей, методов и программного обеспечения.

Основные положения, выносимые на защиту

1. Системная модель управления разработкой месторождений углеводородов реализует проектно-ориентированный подход к управлению и за счет комплексности позволяет усовершенствовать существующую систему управления разработкой месторождения.

2. Комплексный подход к моделированию месторождений за счет актуализации на основе ретроспективной информации по разработке и комплексирования моделей повышает адекватность геологической модели и точность подсчета запасов на 9 % и снижает итеративность прогнозного моделирования на 25 %.

3. Метод поиска аналогий и метод верификации исходных данных позволяют восстанавливать недостающие данные в условиях их неполноты на ранних стадиях жизненного цикла месторождений, снижая вероятность принятия ошибочных ре-

шений в условиях высокой информационной неопределенности, а также уменьшают количество ошибок при моделировании на 18 % при подсчете запасов и на 13,5 % при прогнозе разработки.

4. Усовершенствованная система проектно-ориентированного управления разработкой месторождения повышает эффективность управления разработкой месторождения УВ за счет снижения на 9,5 % при подсчете запасов и на 10,2 % при прогнозе разработки времени принятия решений и уменьшает ресурсоемкость моделирования за счёт снижения объемов численного моделирования путем привлечения визуальных моделей данных.

Апробация работы

Основные положения диссертации докладывались и обсуждались на международных и российских конференциях и семинарах: «Молодежь и современные информационные технологии» (Томск, 2008, 2014, 2015, 2016, 2017 гг.), «Современные техника и технологии» (Томск, 2008 г.), «Материаловедение, технологии и экология в третьем тысячелетии» (Томск, 2009 г.), «Интеллектуальные информационно-телекоммуникационные системы для подвижных и труднодоступных объектов» (Томск, 2010 г.), «Информационные технологии в промышленности и производстве» (Томск, 2016 г.), «Creativity in Intelligent Technologies & Data Science» (Волгоград, 2017, 2019 гг.), «Графикон» (Пермь, 2017 г., Томск, 2018 г., Брянск, 2019 г.), «Международная конференция и школа СРТ2018» (Пушино, 2018 г.), «Ситуационные центры и информационно-аналитические системы для задач мониторинга и безопасности (SC-IoT-VRTerro2018)» (Пушино, 2018 г.).

Апробация результатов работы выполнена в ходе работ по 18 НИР (ООО «Норд Империял», ООО «Сибнефтегазинновация», ООО «Западно-Сибирская Компания») и 7 грантам (№№ 14.515.11.0047, 2.1642.2017/ПЧ, 17-05-00148 А, 8-41-700001 р_а, 19-07-00844 А, 18-11-00215, 8.2.17.2019).

Имеется 2 акта о внедрении результатов работы (ООО «Западно-Сибирская Компания»), а также справка об использовании в образовательном процессе (ТПУ).

Личный вклад

Постановка задач исследования осуществлялась совместно с Захаровой А.А. Системная модель проектно-ориентированного управления разработкой месторождений углеводородов, комплексный подход к моделированию, метод поиска аналогов и метод верификации исходных данных, усовершенствованная система проектно-ориентированного управления разработкой месторождения разработаны лично автором. Программное обеспечение J-Function, GDM-Tool, RePort, Economics реализовано совместно с Ивановым М.А. Апробация и тестирование выполнены совместно со Шкляром А.В.

1. АНАЛИЗ УПРАВЛЕНЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Объемы добычи полезных ископаемых во многом определяют экономическое развитие отдельных регионов и стран, поэтому истощение уже разведанных и легкодоступных запасов углеводородов выводит на первый план задачу повышения эффективности управления месторождением УВ. В современных условиях приходит осознание ошибочности применяемых в отечественной добывающей отрасли стратегий разработки и важности задачи долгосрочного планирования.

Вместе с тем на месторождениях углеводородов часто наблюдаются отставание от запланированной стратегии разработки и невыполнение проектных показателей. На месторождениях Томской области такие отклонения могут превышать 50%, что связано с завышенными ожиданиями из-за недоизученности геолого-геофизических условий и коллекторских свойств пласта и неподтверждением геологического строения [70-72].

Главная особенность нефтегазодобывающей отрасли – это высокая степень неопределенности, в первую очередь геологической [72]. Высокая стоимость проведения исследований, получения данных об объектах разработки и низкое их качество, а также сложная структура и большие объемы информации определяют низкую степень достоверности моделей пластов месторождений. Более того, процесс управления разработкой месторождений характеризуется итеративностью и вариативностью составляющих его подпроцессов, а также связан с непрерывным выполнением большого числа проектов для оценки объемов запасов (подсчет запасов УВ) и планирования добычи УВ (прогноз разработки) с целью эффективного распределения и рационального использования ресурсов недропользователя, такая деятельность носит характер проектно-ориентированного управления.

Работы многих российских и зарубежных ученых, таких как Пергамент А.Х., Саттаров Б.М., Крылов А.П., Батулин Ю.Е., Settari A., Leverett M.C. и др., посвящены созданию и развитию методов моделирования месторождений УВ – они рас-

смаатривают математические, физические аспекты моделирования гидродинамических процессов и процессов фильтрации жидкостей в пласте, однако управление разработкой месторождений УВ как проектно-ориентированная деятельность в их работах не затрагивается.

Перечисленные особенности определяют важное научное и народнохозяйственное значение задачи повышения эффективности управления разработкой месторождения УВ и точности получаемых проектных решений.

1.1. Жизненный цикл месторождения углеводородов

Жизненный цикл месторождения довольно продолжителен, при этом период времени между открытием первой залежи и началом промышленной эксплуатации может составлять до нескольких десятков лет.

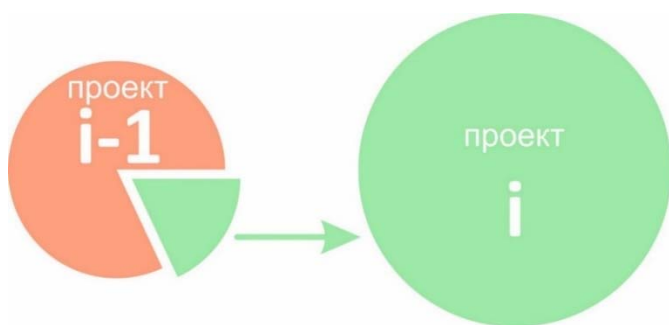


Рисунок 1.1 – Процесс накопления и косвенной верификации информации о месторождении при переходе к следующему проекту

На протяжении всего ЖЦ происходит постоянное накопление информации о месторождении на основе данных, получаемых при бурении новых скважин и проведении исследований, при этом подтверждается достоверность только части информации, другая же часть отсеивается как недостоверная (рисунок 1.1). Таким образом происходит своего рода косвенная

верификация информации, полученной ранее. Однако подобная косвенная верификация является побочным эффектом и доказательством ошибочности предыдущих проектных решений.

В жизненном цикле месторождения можно выделить 5 основных этапов (рисунок 1.2):

1. Открытие месторождения.
2. Оценка запасов.
3. Подготовка к освоению месторождения.

4. Добыча.

5. Ликвидация месторождения.

Открытие месторождения предполагает получение данных о залежах месторождения на основе сейсмических исследований. Эти данные используются для выделения продуктивных структур в толщах горных пород, определения мест бурения поисковых скважин.

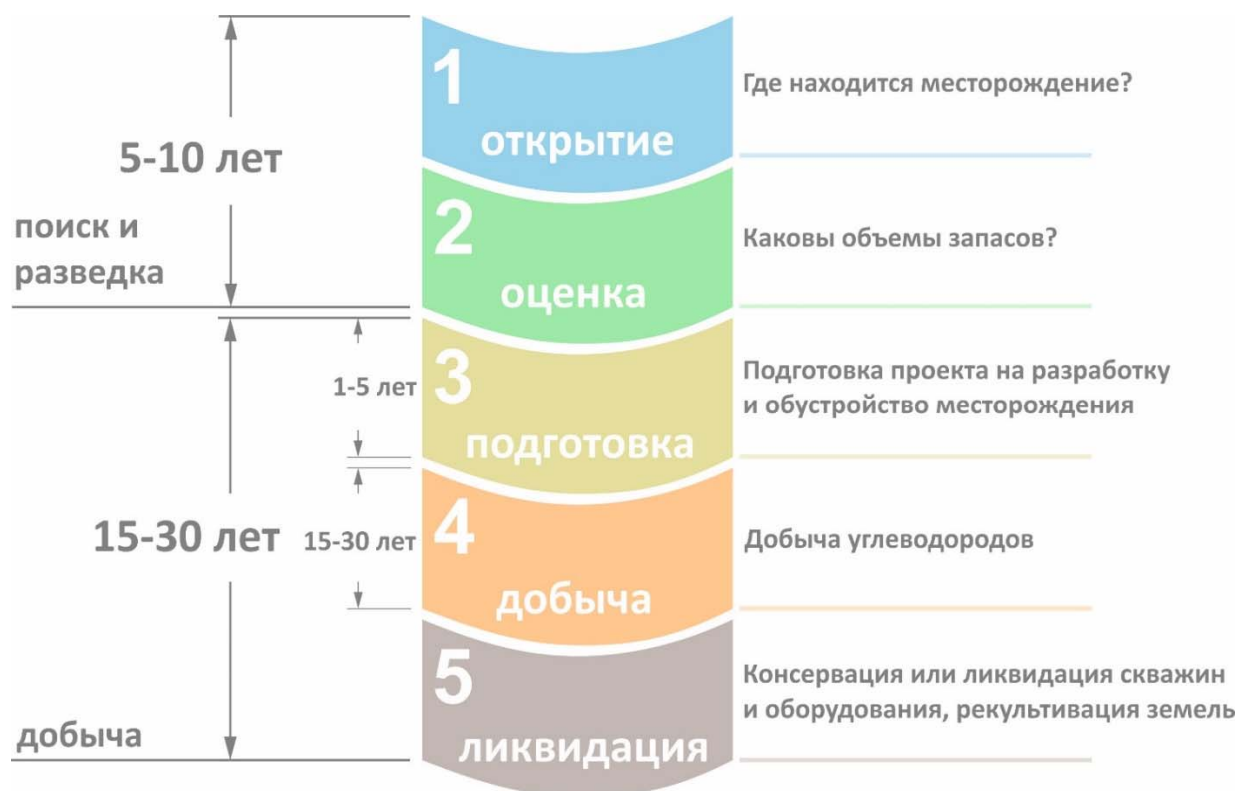


Рисунок 1.2 – Жизненный цикл месторождения

Оценка запасов включает в себя построение геологической модели пласта с использованием всей геолого-технической информации. На данном этапе производится оценка объемов геологических и извлекаемых запасов углеводородов. Для повышения точности оценки размеров и структур залежей бурятся разведочные скважины. Создается оптимальный проект разработки месторождения с учетом экономической оценки целесообразности разработки на основе прогнозных уровней добычи УВ, затрат на бурение и обустройство – проект пробной эксплуатации.

Подготовка к освоению месторождения предполагает разработку проектных технологических документов (технологическая схема разработки и проект обу-

стройства месторождения), которые определяют: расположение проектных скважин (точки бурения, схема кустования) на весь период разработки, оптимальные режимы и технологические параметры работы проектных скважин, оборудование и сооружения для обустройства месторождения, в том числе система сбора, подготовки и транспортировки добываемого сырья, а также комплекс мер по охране окружающей среды.

Этап добычи углеводородов (эксплуатация месторождения) – период, в который происходит добыча извлекаемых запасов УВ. Этот этап состоит из нескольких стадий:

1. Рост добычи.
2. Стабилизация добычи.
3. Падение добычи.
4. Завершение разработки.

На рисунке 1.3 показан темп годовой добычи нефти и рост изученности месторождения (достоверности представлений о его геологическом строении) в зависимости от стадии.



Рисунок 1.3 – Стадии разработки месторождения

Рост добычи сопровождается интенсивным разбуриванием залежи основным фондом проектных скважин. Добываемая продукция характеризуется низкой обводненностью.

Стабилизация добычи (выход на проектный уровень) предполагает достижение максимального уровня добычи УВ, продолжительность стадии как правило невелика и составляет до нескольких лет. Продолжается бурение оставшегося проектного фонда скважин, однако система разработки уже в целом сформирована, как и система ППД. Выполняется комплекс ГТМ для поддержания уровня добычи.

Падение добычи характеризуется высокой степенью изученности месторождения, большая часть запасов извлечена, проводится комплекс мероприятий, направленных на замедление скорости падения добычи УВ.

Завершение разработки – добыто до 90% извлекаемых запасов, продолжается падение добычи, выполняются мероприятия по регулированию процесса разработки [73].

Разработка месторождения сопровождается бурением и вводом в эксплуатацию новых скважин, проведением исследований и получением новых данных, поэтому изученность месторождения растет вместе с объемами добычи углеводородов (рисунок 1.3).

Однако в реальности распределение стадий разработки выглядит иначе (рисунок 1.4), что обусловлено многими факторами, но прежде всего низкой степенью достоверности моделей пластов и, как следствие, низким качеством проектных документов на разработку.

Последний этап ЖЦ месторождения – этап его *ликвидации*. Разработка месторождения прекращается при падении средних дебитов ниже рентабельных значений. На данном этапе происходит демонтаж сооружений и оборудования, ликвидация скважин, восстановление территорий [73].

ЖЦ месторождения определяет степень его изученности (полноты знаний о месторождении и достоверности моделей пластов) и неопределенности при разработке. Критически важными для эффективного управления месторождением УВ становятся задачи верификации исходных данных и повышения качества моделей

пластов на ранних стадиях ЖЦ, т.к. степень достоверности знаний об объекте крайне низкая, а создаваемые проектные решения избыточны. Критерии точности (достоверности) проектного решения также определяются стадией ЖЦ месторождения.

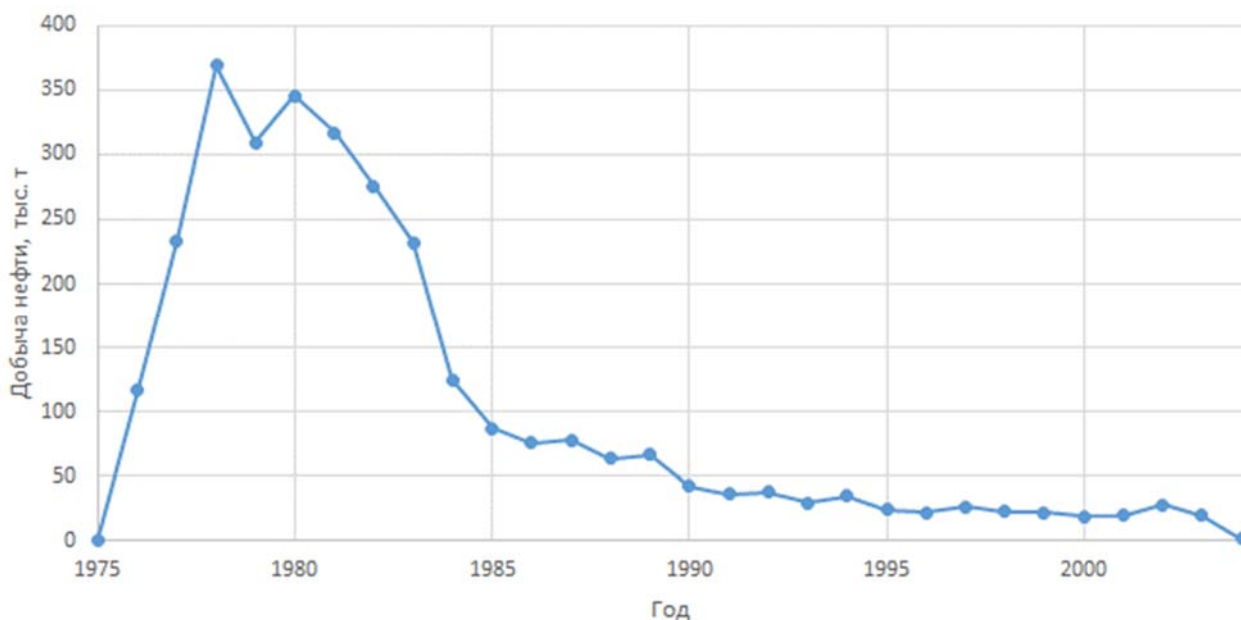


Рисунок 1.4 – Реальный график добычи нефти по одному из месторождений Томской области

1.2. Проектно-ориентированный характер управленческой деятельности в разработке месторождений углеводородов

1.2.1. Характеристики управленческой деятельности в разработке месторождений углеводородов

В теории УСЭС выделяют проектное и процессное управление. В случае же месторождения УВ стоит говорить о проектно-ориентированном управлении, так как управление разработкой месторождения представляет собой инновационную проектную деятельность на основе прогнозных моделей (опережающее управление), а также контроль разработки (функционирования) месторождения на основе оперативных данных (ситуационное управление), которые многократно повторяются на протяжении всего ЖЦ месторождения. Характерным временем проектной

деятельности в данном случае является период от 1 до 3 лет – время действия проектного документа [2].

Особенности

В теории УСЭС выделяются 4 основные функции управления (рисунок 1.5), составляющие цикл управленческой деятельности [2]: планирование, организация, стимулирование, контроль.

Сложность строения месторождения УВ определяет особую значимость функция планирования в управлении, которая предполагает решение ряда задач (рисунок 1.6) [2]:

- мониторинг и анализ текущего состояния;
- прогноз развития (без изменения управляющих воздействий);
- целеполагание;
- планирование.

Технология постановки и решения задачи управления СЭС в общем виде представлена на рисунке 1.7 [2], однако для случая месторождения УВ технология несколько видоизменяется.

В рамках данной работы рассматривается функция планирования цикла управленческой деятельности для месторождения углеводородов. Согласно теории УСЭС функция планирования сводится к выполнению 4 задач управленческого цикла: мониторинг и анализ текущего состояния СЭС, прогноз развития СЭС, целеполагание и планирование. В управлении месторождением углеводородов

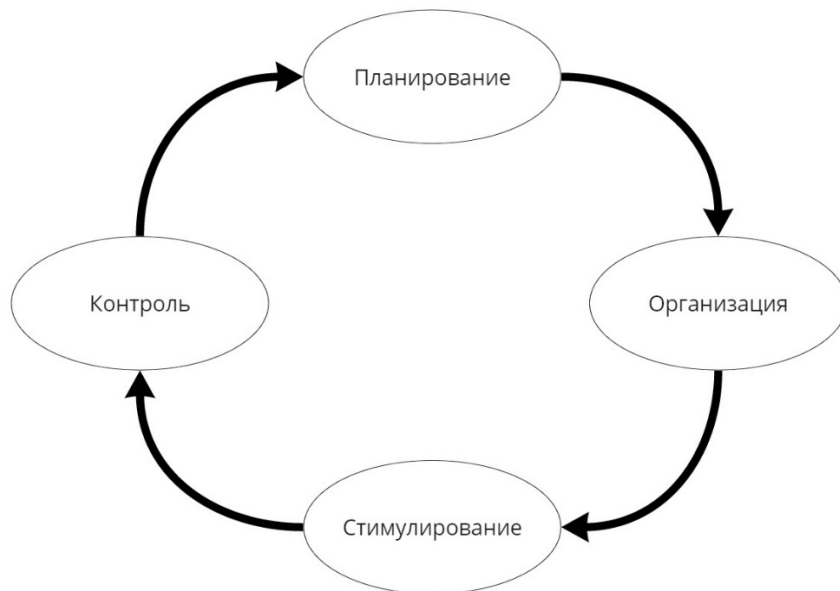


Рисунок 1.5 – Цикл управленческой деятельности в теории УСЭС

наибольшую важность представляет задача планирования, которая определяет обязательную к выполнению долгосрочную стратегию функционирования месторождения углеводородов. Решается данная задача в процессе управления разработкой месторождения.

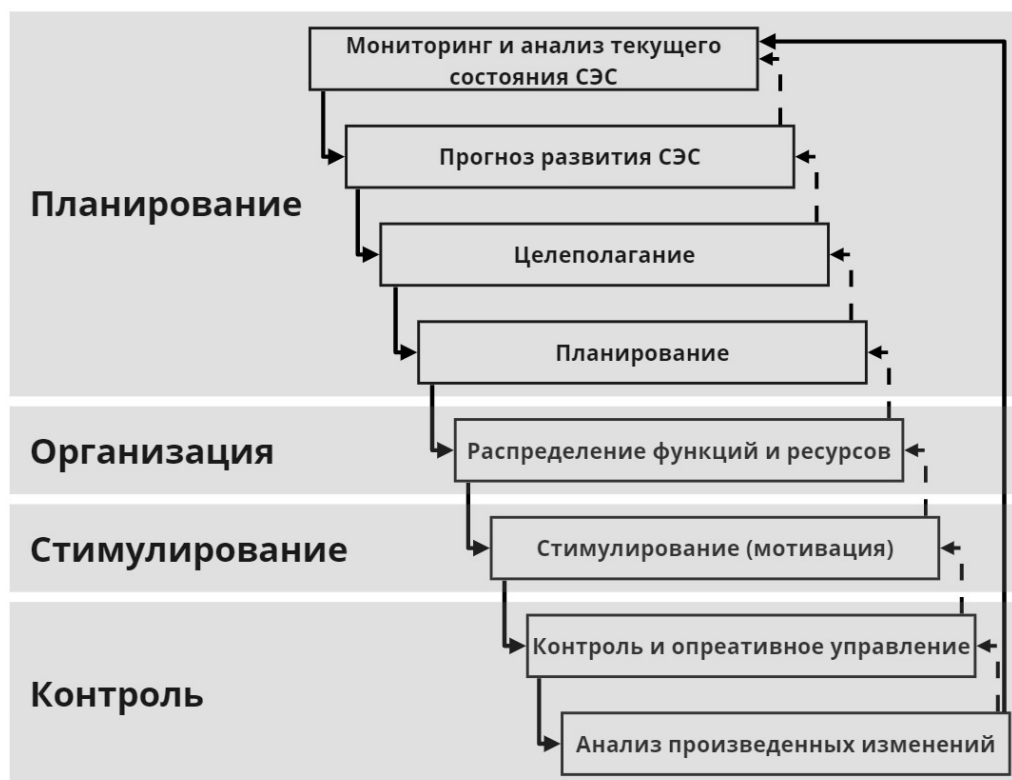


Рисунок 1.6 – Комплекс задач в управлении СЭС

Управление разработкой месторождения УВ включает в себя ряд информационных процессов и заключается в поэтапном последовательном пополнении знаний об объекте разработки путем получения новой информации на основе новых данных по проведенным исследованиям. Представления о геологическом строении месторождения постоянно изменяются в течение всего жизненного цикла, на основе новой информации производится постоянная актуализация моделей пластов, меняется объем запасов углеводородов. Таким образом, управление разработкой месторождения – это динамичный процесс накопления и обновления знаний об объекте, которые должны быть закреплены в проектном документе.

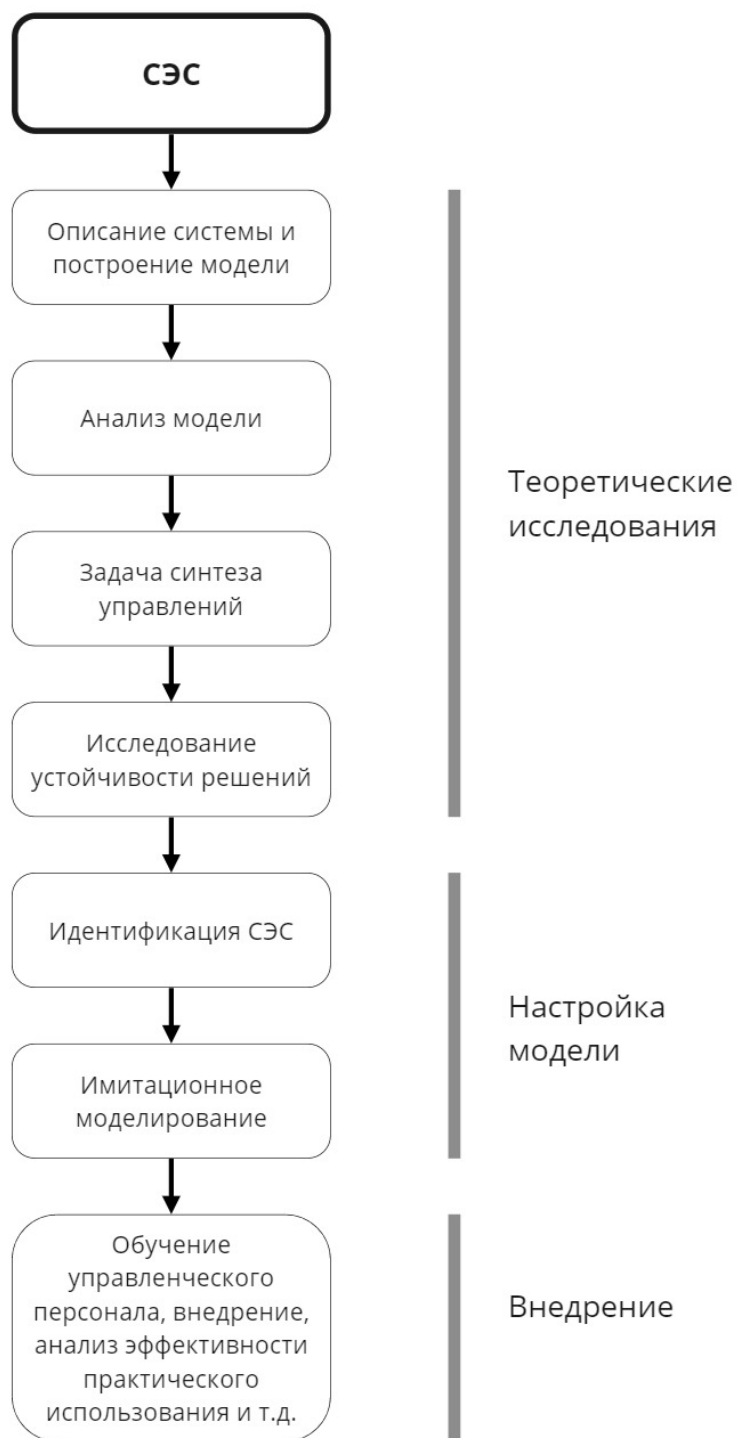


Рисунок 1.7 – Технология постановки и решения задачи управления в теории УСЭС

Для формализации процесса проектно-ориентированного управления разработкой месторождения УВ в данной работе используются следующие обозначения:

- к субъектам управления (ЛПР) относятся заинтересованные стороны: эксперт P_1 , государство P_2 , инвестор P_3 , недропользователь P_4 , подрядчик P_5 , а также команда управления проектом, включающая такие субъекты, как геолог D_1 , специалист по геологическому моделированию D_2 , специалиста по гидродинамическому моделированию D_3 , экономист D_4 и прочие специалисты D_5 ;

- объекты управления составляют проекты: оперативный подсчет запасов M_1 , подсчет запасов M_2 , пробная эксплуатация M_3 , технологическая схема M_4 , дополнение к технологической схеме M_5 , а также

фазы жизненного цикла проекта: концепция M_1 , разработка M_2 , экспертиза M_3 , защита M_4 , реализация M_5 ;

- в процессе управления выделены уровни управления: стратегическое управление T_1 и функциональное управление T_2 ; функциональные области управления: геологическое строение F_1 , объем запасов F_2 , динамика добычи F_3 , затраты F_4 , программа исследований F_5 ; стадии процесса управления: исходные данные S_1 , геологическое моделирование S_2 , гидродинамическое моделирование S_3 , прогноз разработки S_4 , экономическое моделирование S_5 , проектный документ S_6 .

Управление разработкой циклически повторяется на протяжении всего ЖЦ месторождения (рисунок 1.8) и включает в себя ряд процессов, суть которых заключается в извлечении информации из массива разнородных исходных данных и получении новых знаний об объекте разработки. Массив исходных данных постоянно пополняется по результатам бурения новых скважин и проводимых исследований, и происходит постоянная модификация модели, описывающей пласты месторождения. Каждый новый виток этого цикла включает в себя ряд информационных процессов, выполняемых, как правило, последовательно. Описание этих информационных процессов представлено далее.

Геологическое моделирование пласта – процесс создания геологической (статической модели) трехмерной модели пласта месторождения на основе сейсмических, геофизических данных, а также данных о бурении скважин. Данный процесс подразумевает препроцессинг исходных данных, их структурирование и распределение в виде объемной модели. На основе полученной модели выполняется оценка и подсчет объемов запасов УВ, определяются места заложения новых скважин.

Гидродинамическое моделирование – модель, полученная при геологическом моделировании, дополняется новыми данными: свойствами флюидов, результатами исследований ОФП и др. Отличие новой модели пласта заключается в ее динамичности – ее состояние изменяется в зависимости от количества и режимов работы прогнозных скважин. Такая модель позволяет получать информацию об объемах добычи УВ и изменении свойств объекта разработки во времени. На стадии гидродинамического моделирования выполняются *анализ разработки и адаптация* (если месторождение уже разрабатывается) – на основе данных о фактических режимах работы пробуренных скважин выполняется анализ разработки и настройка

(адаптация) параметров гидродинамической модели таким образом, чтобы получаемые показатели соответствовали фактическим (истории разработки).

Прогноз разработки – подразумевает дополнение модели данными о размещении и режимах работы проектных скважин. Выполняется расчет прогнозных показателей на весь период разработки месторождения.



Рисунок 1.8 – Этапы ЖЦ месторождения

Экономическое моделирование предполагает экономическую оценку капитальных и эксплуатационных затрат, а также прибыли от реализации добываемой продукции на основе технологических показателей прогноза разработки.

Проектный документ – это готовое проектное решение со всей сопроводительной документацией, прошедшее экспертизу и защиту в госорганах – результат проектной деятельности. Проектный документ (ПД) является результатом проектной деятельности и определяет стратегию функционирования месторождения – это комплекс планируемых работ на объекте с учетом всех затрат и объемов добычи на весь срок разработки. Показатели разработки, закрепленные в ПД, обязательны к

выполнению недропользователем, иначе он может лишиться лицензии на разработку месторождения. Без действующего технологического документа недропользователь не имеет права вести добычу

Можно выделить два типа ПД:

- подсчет запасов (оперативный или полный);
- технологический проект разработки (проект пробной эксплуатации, технологическая схема разработки, дополнение к технологической схеме разработки).

Все проекты предполагают создание трехмерных цифровых моделей пластов, программы исследований месторождения, регламентированной отчетной документации, экспертизу и защиту в государственных комиссиях [74, 75]. Любой ПД проходит обязательные процедуру экспертизы на корректность расчетов и соответствие действующим регламентам и процедуру защиты в государственных комиссиях по запасам (ГКЗ) – для подсчетов запасов и центральных комиссиях по разработке (ЦКР) – для проектов прогноза разработки. Срок действия ПД в зависимости от его вида составляет 3-5 лет, однако, как правило, это время сокращается до 1-3 лет в случае невыполнения установленных показателей или серьезного изменения представлений о геологическом строении месторождения.

Таким образом в планировании разработки месторождения ключевым понятием является проект разработки. Технологию решения задачи планирования для месторождения УВ можно представить в виде последовательности стадий, приведенной на рисунке 1.9 (б). Наиболее трудоемкой и затратной по времени является стадия настройки прогнозных вариантов разработки до достижения приемлемых показателей.

Ключевые особенности, характеризующие процесс управления разработкой месторождений УВ, представлены ниже.

Решение *многопараметрической* задачи выбора варианта разработки месторождения должна удовлетворять требованиям и интересам всех вовлеченных сторон, а также выигрывать по совокупности технико-экономических показателей.

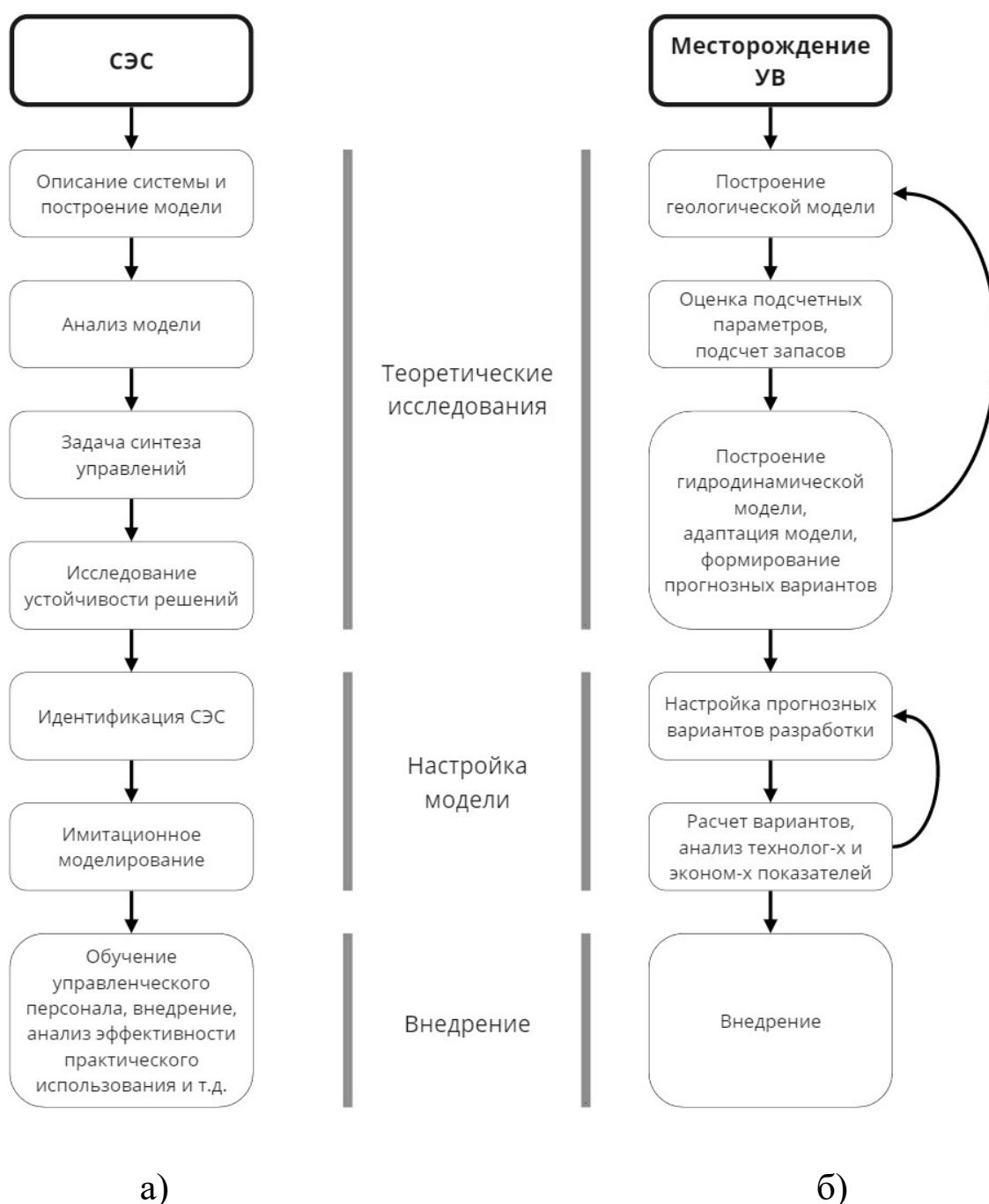


Рисунок 1.9 – Технология решения задачи управления в теории СЭС: в общем виде (а) и для месторождения УВ (б)

Мультидисциплинарность – проектный документ на разработку месторождения создается на стыке многих областей знаний: ГИС технологии, геология, геофизика, химия, сейсмика, технология бурения и освоения скважин, моделирование, экономика, экология и др., однако в своей работе специалисты всех этих отраслей знаний зачастую не взаимосвязаны, что вызывает нестыковки в проекте.

Цикличность – создание нового проекта разработки постоянно повторяется через каждые несколько лет, при этом эксплуатация месторождения – добыча углеводородов, проведение исследований – идет параллельно с проектной деятельностью.

Многовариантность (мультивариативность) – в процессе моделирования создается большое число вариантов моделей, различающихся своими параметрами и получаемыми результатами. При принятии решений на стадиях управления разработкой делается выбор из множества вариантов моделей.

Итеративность – моделирование предполагает решение задачи методом приближения, производится многократное изменение параметров модели и ее пересчет – настройка модели.

Перечисленные особенности управления разработкой месторождения обуславливают сложность этого процесса, большие временные и ресурсные затраты и, как следствие, низкое качество и достоверность моделей, связанные с высоким процентом ошибок, которым свойственно накапливаться при переходе к последующим стадиям процесса.

Целью создания геологической модели пласта является оценка строения залежей, их свойств и объемов запасов углеводородов, в то время как гидродинамическая модель представляет собой уточнённую и дополненную новыми данными геологическую, при этом максимально допустимые расхождения моделей строго регламентированы [74, 75] и выявляются по результатам обязательной экспертизы [102].

Под проектным решением понимается просчитанный и принятый прогнозный вариант разработки месторождения. Проектный документ – это проектное решение, оформленное в виде отчета в соответствии с действующими регламентами.

Главным определяющим критерием оценки качества проектного решения является точность выполненного подсчета запасов или прогноза разработки – их достоверность.

Частое неподтверждение геологического строения или невыполнение утвержденных показателей разработки связаны с низкой достоверностью моделей пластов. Кроме того, в проект могут закладываться заведомо невыполнимые показатели, выгодные недропользователю в данный период.

Проблемой при оценке достоверности проектного решения является то, что такая оценка может быть сделана только при создании следующих проектов – когда при появлении результатов новых исследований представления о строении залежи будут уточнены.

К актуальным проблемам управления разработкой месторождения следует отнести:

- несогласованность и разобщенность специалистов, вовлеченных в процесс, территориально и по времени, что связано с мультидисциплинарностью процесса;
- последовательность стадий процесса – в существующей системе управления [14] отсутствует возможность обратного перехода между стадиями геологического и гидродинамического моделирования – нельзя скорректировать утвержденную геологическую модель на основе имеющихся фактических данных о режимах работы скважин. Такая особенность приводит к ряду проблем в процессе создания проекта разработки: к росту несогласованности моделей, дополнительным финансовым и трудовым затратам для выполнения нового подсчета запасов (для актуализации геологической модели) [102];
- несогласованность моделей – зачастую прогноз разработки выполняется на утвержденных геологической модели и подсчетных параметрах, которые при появлении результатов новых исследований требуют корректировки;
- затратность по вычислительным ресурсам – прогнозные расчеты вариантов разработки месторождения ресурсозатратны;
- затратность по времени – создание проекта разработки занимает много времени, что связано со сложностью и длительностью основных стадий и производимых расчетов, а также с необходимостью соблюдения всех формальных процедур: тендеры, научно-технические совещания (НТС) по результатам, экспертизы,

защиты (в ГКЗ и ЦКР). Данная проблема может в том числе усиливаться при отсутствии сильной вычислительной базы;

- отсутствие необходимых данных характерно для месторождения на ранних стадиях жизненного цикла, при этом создание проекта невозможно без полного минимального набора данных. Такая проблема решается принятием для моделирования отсутствующих параметров «по аналогии» - с аналогичных месторождений, близких к данному по географическому расположению, условиям формирования и залегания, значениям основных свойств. Однако формализованная процедура поиска аналогий отсутствует, и значения как правило принимаются экспертами на основе личного опыта (большое влияние человеческого фактора);

- ошибки в данных накапливаются в процессе управления разработкой и поэтому качество исходных данных является определяющим фактором качества моделей – критически важной становится задача верификации исходных данных;

- низкое качество моделей определяет низкая достоверность подсчёта запасов и прогноза разработки, что в свою очередь часто ведет к неподтверждению геологического строения пласта (несоответствию представлений о геологическом строении реальному пласту) и невыполнению утвержденных показателей;

- существенное влияние человеческого фактора на эффективность управления и функционирования месторождения УВ [4].

Часть озвученных проблем снижают качество получаемого проектного решения, другие снижают эффективность самого процесса управления.

К основным критериям эффективности управления разработкой следует отнести:

- время выполнения проекта и срок жизненного цикла проекта;
- трудозатраты на разработку месторождения;
- ресурсозатраты для разработки месторождения.

Важно, что повышение эффективности управления разработкой не должно отрицательно сказываться на получаемом проектном решении.

Принципы

Управления разработкой месторождения осуществляется согласно перечисленным ниже принципам [1, 2].

Принцип экономической эффективности является основополагающим в управлении разработкой месторождения, так как разработка осуществляется за счет собственных средств недропользователя или средств привлеченного инвестора.

Принцип ответственности. Каждый из вовлечённых в управление субъектов несет ответственность за принятые им решения на соответствующих стадиях управления разработкой.

Принцип невмешательства. Вмешательство вышестоящих органов должно осуществляться только в случае неудовлетворительного исполнения функций нижестоящими. Государство напрямую в управление не вмешивается, а регулирует процесс посредством законодательных актов и регламентов.

Принцип регламентации управленческой деятельности говорит о том, что управленческая деятельность в разработке месторождений углеводородов регулируется регламентами.

Принцип обратной связи. Для эффективного управления месторождением необходима своевременная обратная связь с целью корректировки управляющих воздействий. Необходим постоянный мониторинг разработки, для чего требуется отлаженная инфраструктура.

Принцип оперативности. Оперативная реакция управляющих органов на изменения в системе позволяет снизить вероятность возникновения нежелательных последствий.

Принцип опережающего управления. При выработке управляющих воздействий такой сложной системы, как месторождение углеводородов, необходимо на основе анализа ретроспективной информации прогнозировать возможные изменения и заранее планировать ответную реакцию.

Принцип согласованного управления. Управляющие воздействия должны быть максимально согласованы с интересами и предпочтениями управляющих субъектов [2].

Условия

Эффективность управления разработкой месторождений углеводородов определяют как внешние, так и внутренние условия [2].

Нормативно-правовые условия

Основополагающим условием функционирования месторождения УВ является наличие у недропользователя действующей лицензии на разработку участка недр. Кроме того, управление разработкой месторождения осуществляется в соответствии с действующими регламентами [74, 75], налоговым законодательством и иными правовыми актам.

Финансовые условия

Наличие необходимого финансирования является другим важным условием, так как для освоения месторождений, особенно на начальных этапах жизненного цикла, требуются большие финансовые вложения, а вероятность успеха (получения притока нефти) крайне низкая. Так стоимость бурения скважины оценивается в десятки миллионов рублей (варьируется в зависимости от назначения скважины и других параметров), кроме того, требуется проведение специальных исследований (в скважинах и на местности), а также обустройства наземной инфраструктуры. Такие финансовые вливания могут позволить себе лишь крупные компании, в то время как небольшие компании прибегают к помощи инвесторов, которым, в свою очередь требуется обоснование проекта.

Материально-технические условия

Необходимая материально-техническая база включает помимо скважин разных типов (разведочные, добывающие, нагнетательные, водозаборные и др.) большое количество объектов наземной инфраструктуры: постройки различного назначения (включая жилые и офисные здания), обустройство кустов, насосные станции, электростанции и прочее. Набор объектов определяется этапом жизненного цикла месторождения.

Инфраструктурные условия

Объекты материально-технической базы образуют инфраструктуру объекта. Инфраструктурные условия определяют способы переработки и доставки добываемого сырья (что в свою очередь влияет на его себестоимость, а следовательно, и на прибыль недропользователя).

Геополитические условия

На протяжении последних нескольких лет во внешней политике некоторых государств активно практикуется политика санкций. В частности, санкции, введенные в отношении крупных российских нефтедобывающих компаний, привели к снижению темпов их развития и замедлению освоения крупных месторождений углеводородов. Санкционная политика оказывает существенное влияние на добывающую отрасль в нашей стране, однако взятый в последние годы правительством курс на импортозамещение технологий в данной отрасли постепенно ослабляет это влияние.

Существенное значение в управлении разработкой месторождений также играет валютный курс, так как значительная часть объема добываемых углеводородов идет на экспорт.

Климатические условия

Климат в районе расположения месторождения определяет сезонность работ: бурение скважин (доставка оборудования), а также вывоз добытого сырья могут быть возможны только в зимнее время (по зимнику) из-за плохих инфраструктурных условий. Например, ряд месторождений, расположенных на севере Томской области, по причине отсутствия постоянного дорожного сообщения эксплуатируется только в зимнее время.

Географические условия

Расположение месторождения относительно крупных населенных пунктов и других месторождений во многом определяет эксплуатационные затраты, связанные с доставкой персонала, оборудования, а также с вывозом добываемого сырья. Например, для переработки и транспортировки углеводородов могут быть исполь-

зованы инфраструктурные возможности близлежащего месторождения, что позволяет значительно сократить затраты на обустройство (исключает необходимость постройки части объектов).

Кадровые

Квалифицированные кадры – это основа функционирования любой организации. Месторождение характеризуется тем, что в процесс управления им вовлечено большое количество специалистов разных профилей. Кроме того, существует дефицит отдельных специалистов, а уровень квалификации команды определяется финансовыми условиями.

Геологические условия

Геологическое строение и условия залегания пласта определяют технологию разработки месторождения, а также объемы капитальных и эксплуатационных затрат, существенно влияя таким образом на стратегию управления месторождением.

Научно-методические

Методические основы управления месторождением углеводородов определяются действующими регламентами [74, 75].

Хотя большинство технологий и методические основы разработки месторождений общедоступны, многие отечественные проекты разрабатываются в кооперации с зарубежными сервисными компаниями, а влияние санкционных режимов вынуждает их выходить из таких проектов, создавая таким образом трудности в освоении новых месторождений. Поэтому важное значение приобретает импортозамещение и в данном направлении.

Постепенное истощение легкоизвлекаемых запасов углеводородов приводит к тому, что в разработку идут нетрадиционные запасы, а это связано с освоением новых технологий добычи. Поэтому в данной отрасли большое значение имеет научно-исследовательская составляющая процесса управления месторождением. Кроме того, специфика месторождения часто вынуждает недропользователя искать более эффективные или более дешевые способы разработки, применяя их в данных условиях впервые.

Информационные

В современных условиях доступность информации повсеместна, однако управление разработкой месторождения характеризуется территориальной распределенностью структур, а также низким качеством или даже отсутствием связи на месторождении непосредственно.

Организационные

Территориальная распределенность структур, участвующих в управлении разработкой месторождения, определяет особенности организации такой деятельности.

Кроме того, к условиям можно отнести *степень* (геологической) *изученности* $k_{ГИ}$ показывает объем и полноту имеющихся по месторождению исходных данных и оценивается по методике, предложенной в [13], как функция от следующих параметров:

$$f(k_S, k_{ГИС}, k_{\Phi}, k_{ГДИ}, k_k, k_{МЭР}, k_G), \quad (1.1)$$

где коэффициенты определяют качество и объемы исследований: k_S – сейсмические исследования, $k_{ГИС}$ – геофизические исследования в скважинах, k_{Φ} – пробы флюидов, $k_{ГДИ}$ – гидродинамические исследования в скважинах, k_k – керновые исследования, $k_{МЭР}$ – история разработки (МЭР – месячные эксплуатационные режимы скважин), k_G – сложность геологического строения месторождения (наличие разломов, расчлененность и пр.).

Нормы деятельности

Порядок разработки месторождений в РФ регулируется государством и закреплён действующими регламентами [74, 75], которые определяют:

- необходимые условия для выполнения проекта;
- допустимые погрешности и расхождения в моделях пластов;
- содержание и основные положения проекта;
- порядок выполнения экспертизы и защиты проекта;
- сроки действия проекта.

Выполнение требований регламентов обязательно и проверяется государственной экспертизой проекта. В случае невыполнения этих требований проект не

проходит экспертизу и не допускается к защите. Такой проект отправляется на доработку, что ведет к дополнительным временным, ресурсным и финансовым затратам.

Требования, предъявляемые к проектному документу, закреплены в регламентах, а их выполнение контролируется государством. Среди таких требований можно выделить:

- соответствие программы исследований минимальному набору мероприятий, закрепленных в регламенте;
- достижение утвержденного КИН на конец прогнозного периода;
- достижение предельной обводненности 98% на конец прогнозного периода разработки;
- расхождение результатов геологического моделирования с утвержденными показателями не более 5%;
- расхождение гидродинамической и геологической моделей не более 5%;
- отклонение модельных показателей от фактических по результатам адаптации гидродинамической модели не более 5%.

Кроме того, регламент устанавливает обязательные и рекомендуемые требования к составу проектного документа в зависимости от стадии разработки и изученности месторождения, а именно: обязательные разделы текстового отчета, состав графических, табличных приложений и пр.

Перечисленные показатели определяются размерностью моделей, количеством итераций расчета каждого варианта модели, количеством просчитанных и проанализированных вариантов моделей, т.е. итеративностью моделирования. Нахождение решения при моделировании часто выполняется методом приближения и перебора возможных вариантов, при этом качество исходных данных является определяющим фактором, так как выполняется интерполяция точечных результатов исследований по площади и в объеме модели пласта.

С точки зрения практической реализации проекта, его эффективность определяется такими показателями, как:

- прогнозный срок разработки месторождения;

- плотность сетки прогнозных скважин;
- объемы капитальных и эксплуатационных затрат на разработку;
- размер прибыли недропользователя от добычи.

Точность проекта определяется при разработке следующих проектов и занимает продолжительное время. Так подтвердить показатели и положения проекта, которые характеризуют точность прогноза и расчетов, возможно лишь бурением новых разведочных скважин и проведением дополнительных исследований в дальнейшем.

1.2.2. Логическая структура управленческой деятельности

Субъекты

В процессе управления разработкой месторождения принимают непосредственное участие 3 основных организационных системы:

- государство;
- недропользователь;
- проектировщик (проектный институт, команда управления проектом).

Кроме того, на некоторых стадиях управления разработкой в процессе участвуют инвестор, подрядчик и эксперты, оценивающие соответствие проекта требованиям регламентных документов.

Государство является владельцем лицензионного участка недр, выдает лицензию на его разработку недропользователю и контролирует выполнение лицензионных требований, а также положений проекта. В случае невыполнения этих требований и положений, недропользователь может быть лишен лицензии, что в свою очередь означает запрет деятельности на участке.

Противоречивые требования, частично конфликтующие интересы субъектов управления разработкой месторождения (рисунок 1.10) порождают требования к качеству ПД, которые необходимо соблюдать проектировщику, показатели эффективности процесса управления разработкой, определяющиеся трудо- и ресурсоза-

тратами, а также показатели эффективности получаемого проектного решения. Повышение эффективности управления разработкой невозможно без сохранения баланса интересов основных субъектов.



Рисунок 1.10 – Взаимоотношения субъектов управления разработкой месторождения

В процесс управления разработкой месторождений вовлечено большое количество специалистов разных профилей, основные из них, входящие в состав команды управления проектом, представлены в таблице 1.1.

Каждый специалист принимает соответствующие решения и несет ответственность за свою часть процесса, однако в формировании итогового отчета принимают участие все специалисты. Кроме того, специалисты могут привлекаться для выясне-

ния причин невыполнения показателей разработки на месторождении. Однако существующая система управления разработкой подразумевает последовательное выполнение всех стадий.

Большое количество специалистов, необходимых для управления разработкой, приводит к тому, что небольшие компании-проектировщики вынуждены привлекать сторонних специалистов для выполнения ряда стадий, т.к. содержать собственный штат сотрудников им невыгодно. Это в свою очередь ведет к разобщенности специалистов и сложности координирования их работы над проектом, а также к увеличению времени выполнения всего проекта в целом.

Таблица 1.1 – Основные специалисты, входящие в состав команды управления проектом

Специалист	Стадии управления				
	ГМ	ГДМ	Прогноз	Экономика	Проектный документ
Геолог	✓				✓
Геофизик	✓				✓
Сейсмик	✓				✓
Специалист по геологическому моделированию	✓				✓
Специалист по гидродинамическому моделированию		✓	✓		✓
Технолог		✓	✓		✓
Экономист				✓	✓

Объект

Объектом управленческой деятельности являются проекты разработки месторождений углеводородов.

Предмет

Предметом деятельности является система (система условий, методов и средств решения задач управления разработкой) управления разработкой месторождения углеводородов.

Формы

Структура системы управления разработкой может различаться для разных компаний, поэтому управление может быть иерархическим, распределенным или сетевым. Однако чаще имеет место иерархическое либо сетевое управление.

По числу субъектов управление коллективное – в процесс вовлечено большое количество специалистов, управление осуществляет как деятельностью отдельно взятых субъектов, так и их совместной деятельностью.

Существующей системой подразумевается унифицированное управление (общие регламенты и требования к специалистам) разработкой месторождения УВ, однако на некоторых стадиях управление персонифицировано (многие решения

субъективны), что обусловлено значительным влиянием человеческого фактора на принятие решений.

Средства

В настоящее время существует ряд программных решений для управления разработкой месторождений. Часть из них охватывают весь процесс, другие – только часть его основных стадий. Главные игроки рынка такого ПО представлены в таблице 1.2. Стоит отметить, что в последнее время в сложившихся условиях активно развиваются в этом направлении отечественные компании и появляются аналоги зарубежного ПО, которое становится менее предпочтительным в российских компаниях, в первую очередь из-за вопросов стратегической безопасности и проводимой политики импортозамещения [76-83].

Таблица 1.2 – Программные средства для управления разработкой месторождений

Производители программного обеспечения	Стадии управления разработкой месторождения				
	ГМ	ГДМ	Прогноз	Экономика	Проектный документ
Schlumberger	✓	✓	✓	✓ / X	X
Roxar	✓	✓	✓	X	X
Landmark	✓	✓	✓	X	X
Paradigm	✓	✓	✓	X	X
IBM	✓	X	X	X	X
Сфера	✓	✓	✓	✓	X
Навигатор	X	✓	✓	X	X
Офис	X	X	X	✓	✓
Прочие решения	X	X	X	✓	✓

Хотя зарубежные компании и остаются безусловными лидерами на рынке ПО для моделирования месторождений, главным недостатком их продуктов является высокая стоимость, что определяет выбор небольших компаний в пользу отечественных разработчиков. Также стоит отметить, что крупные компании создают собственные программные средства для внутреннего использования, которые в основном являются средствами пре- и постпроцессинга основных стадий управления.

Методы (стохастические и детерминированные) восстановления двух и трехмерных параметров при геологическом моделировании и уравнения материального баланса в зависимости от вида симулятора и системы дифференциальных уравнений для двух- и трехфазной фильтрации для гидродинамического моделирования реализованы во всех основных линейках ПО. Такое ПО является базовым при моделировании пластов.

Стоит отметить, что отечественный комплекс моделирования «Сфера.Ассистент» представляет полный набор средств для моделирования, заканчивая проектной документацией (согласно действующим в РФ стандартам и регламентам). Кроме того, комплекс включает средства для оценки качества моделей и расчета экономических показателей разработки.

Несмотря на высокий уровень развития технологий и средств моделирования, существующая линейка ПО не захватывает полностью всю систему управления разработкой месторождения, не обеспечивается непрерывность, комплексность процесса и целостность данных. В современных условиях по-прежнему высока степень участия эксперта в управлении разработкой, а ряд процессов не формализован. К тому же, существующее ПО не решает главные проблемы процесса: итеративность и вариативность информационных процессов.

Комплексность отчасти реализуется в виде постоянно-действующей геолого-технологической модели (ПДГТМ) месторождения, которая включает в себя базу данных с архивной и оперативной геолого-геофизической и нефтепромысловой информацией о состоянии разработки месторождений, геологическую модель пласта, гидродинамическую модель, программные инструменты формирования и сопровождения ПДГТМ (в т.ч. созданные самими недропользователями) [13].

Появление интеллектуальных скважин позволяет более эффективно и своевременно управлять процессом добычи углеводородов и закачки воды (либо другого агента для поддержания пластового давления). Такие скважины включают в себя систему подземных датчиков и клапанов для управления процессами добычи и закачки «на лету», оптимизируя таким образом эксплуатацию месторождения [14].

ПДГТМ в полной мере не решает проблемы управления разработкой, т.к. она скорее нацелена на решение задач сбора информации и оперативного управления. В такой концепции, к примеру, нет экономической составляющей, а использование ПДГТМ возможно лишь на этапах ЖЦ с высокой степенью изученности месторождений, поэтому концепция ПДГТМ нуждается в расширении и дополнении.

Методы

Создание проекта разработки предполагает построение трехмерных геологических и гидродинамических моделей пластов.

Геологическая модель месторождения представляет собой трехмерную цифровую интерпретацию реального пласта по ряду параметров (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность и др.). Процесс моделирования представляет собой восстановление полей параметров по нескольким точкам наблюдений (исследованиям в пробуренных скважинах). Очевидно, на ранних стадиях ЖЦ месторождений достоверность геологических моделей ниже вследствие малого количества таких точек наблюдений. Однако достоверность моделей определяется не только плотностью сетки наблюдений или качеством исследований, но также сложностью и неоднородностью геологического строения месторождения.

Подсчитанные на геологической модели объемы запасов углеводородов в случае прохождения процедур экспертизы и защиты проекта ставятся на баланс недропользователя, а полученная геологическая модель становится основой для следующей стадии – гидродинамического моделирования.

Гидродинамическая модель представляет собой отражение изменения свойств реального пласта во времени. Такая модель используется для прогнозных расчетов основных технологических показателей разработки месторождения на весь срок его эксплуатации.

Для решения задач геологического и гидродинамического моделирования используются специализированные программные комплексы. При этом с повышением сложности объекта моделирования в значительной степени возрастают требования к используемым вычислительным ресурсам [13].

Результат деятельности

Результатом управленческой деятельности в разработке месторождения углеводородов помимо новых знаний об объекте является долгосрочная стратегия эксплуатации месторождения, включающая в себя:

- расположение, график бурения и ввода в работу новых скважин;
- режимы эксплуатации скважин;
- объемы добычи и закачки.

Кроме того, в результаты деятельности входит программа исследовательских работ на месторождении.

1.2.3. Временная структура управленческой деятельности

Фазы

В управлении разработкой месторождения можно выделить следующие фазы жизненного цикла проекта:

- концептуальная фаза – выработка основной концепции проекта, задание критериев оценки;
- фаза проектирования (разработка проекта);
- экспертиза проекта выполняется на предмет соответствия требованиям регламентов;
- защита проекта осуществляется в государственных комиссиях по запасам и по разработке;
- технологическая фаза (реализация проекта).

Особенностью является то, что завершающей фазы проекта как таковой нет, так как текущий проект через несколько лет после своего начала переходит в следующий, который может кардинально поменять стратегию разработки месторождения.

Стадии фазы проектирования

Существующая система проектно-ориентированного управления разработкой месторождения углеводородов (рисунок 1.14) требует возврата к предыдущим

стадиям управления (пунктирные стрелки 1 и 2) при получении неудовлетворительного результата. Однако в большинстве случаев (использование утвержденной ранее модели, выполнение работ различными институтами или специалистами и др.) возможность возврата (обратная связь) отсутствует, что является главным недостатком данной системы.

Создание проектов разработки месторождения на протяжении его жизненного цикла многократно повторяется и сопровождается ростом объемов исходных данных по мере бурения новых скважин и проведения в них новых исследований и, как следствие, ростом объемов и уточнением информации об объекте разработки.

В каждом цикле выделяется 2 типа проектов: подсчет запасов и проектный технологический документ (прогноз разработки). В общем виде существующая система управления разработкой месторождения показана на рисунке 1.11, здесь обратные стрелки отображают взаимосвязь стадий – корректировку предыдущей стадии при получении неудовлетворительного результата.

Ряд операций в процессе управления не формализован, в частности процесс поиска недостающих данных для моделирования на ранних стадиях жизненного цикла месторождений выполняется экспертом лишь на основе собственного опыта. Кроме того, имеет место несогласованность работы вовлеченных в процесс специалистов (ЛПР) и низкая степень достоверности (адекватности) моделей пластов. В проектно-ориентированной деятельности при разработке месторождения углеводородов отсутствует комплексный подход, а система управления такой деятельностью нуждается в усовершенствовании.

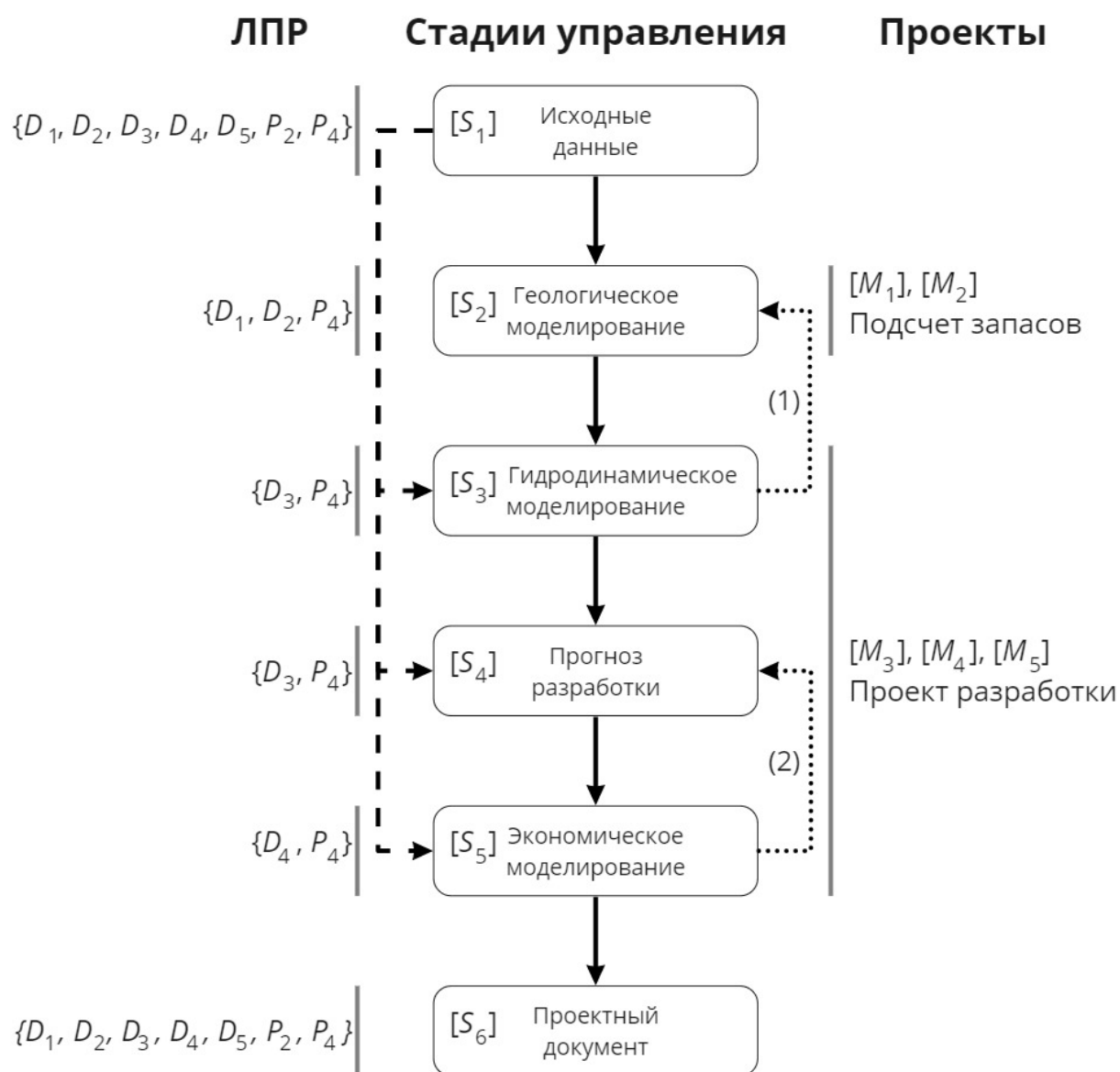


Рисунок 1.11 – Принятая система управления разработкой месторождения углеводородов

Этапы деятельности

Функциональная схема решения задачи планирования при управлении разработкой месторождения представлена в приложении 1.1. Результатом является проектный документ (ПД) на разработку месторождения, в соответствии с положениями которого происходит управление разработкой, в том числе распределение ресурсов и добыча углеводородов. Далее рассматриваются наиболее важные этапы проектной деятельности.

Обработка исходных данных включает процессы сбора, формализации и верификации данных. Кроме того, при отсутствии необходимых данных либо в случае их некорректности производится поиск данных среди аналогичных месторождений, однако данная процедура не формализована.

Декомпозиция блока «Геологическое моделирование» представлена в приложении 1.2. Геологическое моделирование включает в себя последовательное выполнение следующих работ:

1. Структурное моделирование.
2. Петрофизическое моделирование.
3. Экспертиза модели.
4. Оценка запасов.

В процессе создания ГМ проводится внутренняя ее экспертиза, по итогам которой ГМ корректируется, процесс повторяется многократно, пока не будет найдено решение.

Декомпозиция блока «Гидродинамическое моделирование» представлена в приложении 1.3. Гидродинамическое моделирование состоит из:

1. Ремасштабирование / оптимизация геологической модели (снижение размерности, если это возможно и необходимо).
2. Загрузка физико-химических свойств.
3. Загрузка истории разработки.
4. Анализ разработки.
5. Адаптация.
6. Экспертиза.

Последние 2 шага итеративно повторяются, адаптация предполагает изменение свойств и настроек модели для достижения соответствия.

В фазе концепции проекта происходит формирование критериев оценки для выбора прогнозных вариантов разработки. Критерии формируются на основе требований недропользователя, а также определяются регламентными документами. Прогноз разработки (приложение 1.4) состоит из работ:

1. Формирование вариантов расстановки (размещения по площади залежи) скважин.

2. Формирование вариантов режимов ввода в работу и эксплуатации скважин.

3. Расчет вариантов (многократный процесс пересчета модели до достижения приемлемого соответствия критериям).

4. Оценка соответствия критериям.

Данная стадия является самой затратной по времени и ресурсам. Происходит многократный перерасчет большого количества вариантов разработки на различных режимах работы скважин до достижения поставленных критериев.

Экономическое моделирование предполагает расчет экономической эффективности вариантов разработки месторождения с целью выбора наиболее эффективного.

В ПД включаются результаты всех стадий процесса, а также экологические расчеты, обустройство, охрана окружающей среды, программа исследовательских работ на период действия ПД. Недропользователь обязан выполнять показатели и программу исследовательских работ, закрепленные в ПД. Готовый ПД проходит государственную экспертизу и защиту.

Главной проблемой является многократный пересчет моделей в цепочке ГМ-ГДМ-ЭМ, что связано с еще одной особенностью существующей системы управления разработкой – расчет моделей происходит последовательно, в то время как эффективнее производить часть расчетов параллельно (например, учесть экономическую составляющую при выборе параметров гидродинамической модели). Это в том числе связано с разобщенностью вовлеченных в процесс специалистов.

Таким образом для повышения эффективности управления разработкой месторождения необходимо реализовать своего рода «опережающее моделирование» – учитывать часть параметров следующей стадии, где это возможно, сокращая таким образом круг возможных решений. Такое возможно лишь при использовании комплексного подхода при моделировании и связывании моделей в единую комплексную модель.

Перечисленные в данном разделе особенности управления разработкой месторождения углеводородов указывают на то, что такая управленческая деятельность, связанная с непрерывным выполнением большого числа проектов для оценки объемов запасов и планирования добычи углеводородов с целью эффективного распределения и рационального использования ресурсов компании-недропользователя, носит характер проектно-ориентированного управления.

Выводы

Анализ существующей системы управления разработкой месторождения УВ, а также применяемых подходов, методов, алгоритмических и программных средств позволил выявить существующие проблемы:

- постоянная повторяемость проектов при управлении разработкой на протяжении всего жизненного цикла месторождения;
- сложность и трудоемкость сбора и анализа исходных данных, связанные с их особенностями (разнородность, разномасштабность и др.), а также частыми некорректностью или отсутствием (неформализованная процедура поиска аналогий);
- несогласованность, низкое качество и достоверность моделей, обусловленные накоплением и ростом ошибок в процессе моделирования из-за отсутствия верификации исходных данных и моделей;
- итеративность и вариативность стадий управления – решение методом перебора множества вариантов, цикличность;
- последовательность стадий моделирования – ошибочность принятых ранее решений зачастую приходится корректировать на следующей стадии управления, но отсутствует возможность обратного перехода;
- мультидисциплинарность процесса управления и несогласованность вовлеченных специалистов.

В управлении разработкой месторождения задействованы ряд специалистов из разных областей знаний, которые зачастую не взаимодействуют друг с другом, поэтому не учитываются системные связи между различными факторами, а работы

выполняются последовательно. Ситуация существенно осложняется отсутствием доступного ПО, охватывающего весь спектр задач, поэтому многие из них не формализованы и выполняются вручную, а решения остаются за экспертом и часто субъективны, что обуславливает существенное влияние человеческого фактора в управлении разработкой.

Главной особенностью управления разработкой месторождения УВ является то, что процессная деятельность в данном случае связана с постоянным выполнением большого числа проектов – к управлению разработкой необходим проектно-ориентированный подход. Кроме того, эксплуатация месторождения УВ, как и любая деятельность при его разработке происходит только в соответствии с положениями действующего утвержденного на государственном уровне проектного документа. Поэтому качество проектного документа определяет эффективность деятельности по разработке месторождения, что обуславливает высокие требования к качеству проектного решения.

Целью диссертационного исследования является разработка моделей и методов повышения эффективности проектно-ориентированного управления разработкой месторождений углеводородов за счет снижения времени выработки управленческих решений и повышения адекватности моделей пластов.

Для достижения поставленной цели в работе необходимо решить следующие задачи:

1. Исследовать управленческую деятельность в разработке месторождения УВ, характер и ключевые особенности этой деятельности, выполнить анализ существующих моделей и методов управления и формализацию системы управления разработкой месторождения.
2. Создать системную модель проектно-ориентированного управления разработкой месторождений УВ.
3. Для объединения стадий проектно-ориентированного управления разработкой месторождений за счет комплексирования исходных данных и моделей реализовать комплексный подход к моделированию.

4. Разработать метод поиска аналогий и метод верификации исходных данных на основе трехмерных визуальных моделей данных.

5. Усовершенствовать существующую систему проектно-ориентированного управления разработкой месторождения за счет новых моделей и методов.

6. Выполнить апробацию разработанных моделей и методов, а также усовершенствованной системы проектно-ориентированного управления разработкой месторождения УВ на реальных данных по месторождениям Томской области, выполнить внедрение.

2. МОДЕЛИ И МЕТОДЫ ПОДДЕРЖКИ ПРОЕКТНО-ОРИЕНТИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Разработка месторождений УВ возможна только при наличии действующего проектного документа и только в соответствии с положениями, закрепленными в нем. Государство осуществляет мониторинг соответствия показателей эксплуатации месторождения как требованиям регламентных документов, так и положениям проектного документа на разработку. Поэтому ключевым моментом, определяющим эффективность деятельности по разработке месторождения, является качество проектного документа.

В процессе управления разработкой месторождений для формирования стратегии на основе исходных данных создаются модели, достоверность которых определяется качеством и количеством исходных данных. Несмотря на то, что при создании проекта разработки используется вся имеющаяся геолого-техническая информация о месторождении, ПД не является отражением актуальных знаний об объекте разработки, т.к. представления о нем могут измениться как при создании проекта, так и уже после его защиты и утверждения – разработка и исследование месторождения идут параллельно с созданием новых проектов. Таким образом проектная деятельность в управлении разработкой месторождения становится частью процессной, а управление является проектно-ориентированным.

2.1. Системная модель проектно-ориентированного управления разработкой месторождений углеводородов

На основе результатов анализа и формализации процесса проектно-ориентированного управления разработкой месторождения углеводородов, изложенных в 1 главе, по идеологии [12] предлагается новая системная модель, которая представлена на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – Системная модель проектно-ориентированного управления разработкой месторождения

Системная модель состоит из пяти блоков:

- субъекты управления, к которым относятся заинтересованные стороны проекта и команда управления проектом, оказывающие на него прямое влияние – все субъекты на том или ином уровне являются ЛПР – принимают определенные решения в том или ином проекте или при решении той или иной задачи;
- объекты управления: проекты, фазы жизненного цикла проекта;
- процесс управления;
- внутренние условия;

внешние условия.

2.1.1. Применение системной модели проектно-ориентированного управления для решения задач управления разработкой месторождений УВ

Задачи, решаемые при управлении разработкой месторождений углеводородов, определяются различными комбинациями компонентов системной модели. При этом, связи компонентов системной модели нелинейны, а сложные задачи могут описываться множественными связями. Например, задачу Z_1 (рисунок 2.2) «Геологическое моделирование пласта месторождения (S_2) для оценки объема запасов (F_2) углеводородов при стратегическом управлении (T_1) в фазе разработки (C_2) проекта подсчета запасов (M_2) геологом (D_1) и специалистом по геологическому моделированию (D_2) для недропользователя (P_4)» определяет кортеж:

$$Z_1 = \langle C_2, M_2, D_1, D_2, P_4 ; S_2, F_2, T_1 \rangle. \quad (2.1)$$

Преобразование S_2 определяет кортеж:

$$S_2 = \langle \text{ПО}, \text{ГИС}, \text{кern} ; K_n, K_{np}, K_{nn} \rangle, \quad (2.2)$$

где ПО – специализированное программное обеспечение для моделирования месторождений; ГИС – комплекс геофизических исследований в скважинах; kern – результаты исследований керна в скважинах; K_n – коэффициент пористости, д. ед.; K_{nn} – коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.; K_{np} – коэффициент проницаемости, мД.

Геологическое моделирование S_2 сводится к поиску функции, набора функций или правил, описывающих преобразование:

$$A \xrightarrow{S_2} E: (x_i, y_i, z_i) \in A, (x'_i, y'_i, z'_i) \in E \rightarrow p_{ij}(x_i, y_i, z_i) = p_{ij}(x'_i, y'_i, z'_i). \quad (2.3)$$

Рассматривается множество альтернатив, принятие решения осуществляется на основе критериев, выработанных в фазе концепции проекта.

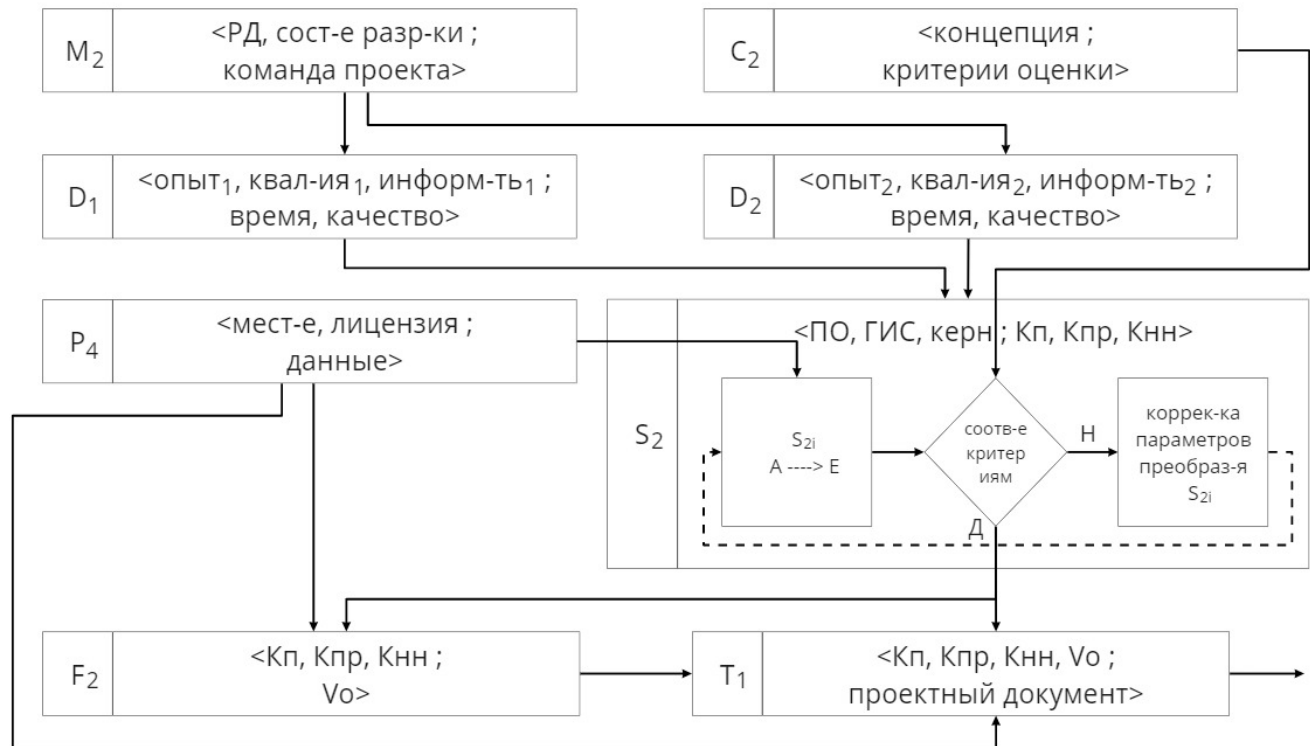


Рисунок 2.2 – Схема взаимодействия компонентов задачи Z_1 предлагаемой системной модели

A представляет собой имеющийся набор исходных данных, множество точек наблюдений пространства A описывается тремя (x_i, y_i, z_i) (для трехмерного случая) координатами. Каждой точке соответствует множество значений параметров p_{ij} :

$$\{(x_i, y_i, z_i)\}, i = 1, \dots, n, \quad (2.4)$$

где n – количество точек наблюдений;

$$(x_i, y_i, z_i) \rightarrow \{p_{ij}\}, j = 1, \dots, m, \quad (2.5)$$

где m – количество восстанавливаемых параметров объекта моделирования.

Распределение элементов множества исходных данных A носит, как правило, нерегулярный в пространстве и времени характер. Такими элементами являются координаты скважин, сейсмопрофили, *ГИС*, *керн*. Восстановление поля по исход-

ной сети данных – это определение элементов (x'_i, y'_i, z'_i) множества E , в которое входит A ($A \subset E$), при этом любой элемент множества E определяется при помощи преобразования S_2 таким образом, что истинно утверждение (3). Такое преобразование выполняется посредством специализированного ПО.

$$F_2 = \langle K_n, K_{np}, K_{nn} ; V_o \rangle, \quad (2.6)$$

где V_o – объем запасов нефти в пласте, тыс. т. Для постановки на государственный баланс запасы принято считать объемным методом:

$$V_o = V_b * K_{п} * K_{nn} * \rho_o * B_o, \quad (2.7)$$

где V_b – эффективный нефтенасыщенный объем породы, тыс. м³; ρ_o – плотность нефти, т/м³; B_o – объемный коэффициент нефти, д. ед. При этом K_{nn} в системе двух фаз рассчитывается по известной формуле:

$$K_{nn} = 1 - \left(\frac{3,183 * (\rho_w - \rho_o) * g * h}{A * \gamma * \cos(\theta)} * \sqrt{\frac{K_{пр}}{K_{п}}} \right)^{-\frac{1}{B}}, \quad (2.8)$$

где ρ_w – плотность воды, т/м³; ρ_o – плотность нефти, т/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; h – высота относительно уровня свободной воды, м; A, B – коэффициенты степенной зависимости J-функции Леверетта $J(S_w) = A * S_w^{-B}$, расчет которых производится авторским программным обеспечением J-Function на основе результатов исследований керна; γ – поверхностное натяжение между нефтью и водой; θ – угол смачиваемости.

$$T_1 = \langle K_n, K_{np}, K_{nn}, V_o ; \text{проектный документ} \rangle. \quad (2.9)$$

Проектный документ включает в себя прогнозные технологические (бурение и ввод скважин, объемы добычи УВ и др.), экономические параметры эксплуатации месторождения, программу исследовательских работ по годам, которые определяют стратегию функционирования месторождения и являются обязательными к выполнению недропользователем.

$$C_2 = \langle \text{концепция} ; \text{критерии оценки} \rangle. \quad (2.10)$$

Результатом выполнения концептуальной фазы проекта является *концепция* проекта, которая позволяет выработать *критерии оценки* проекта, часть критериев закреплены в регламентных документах (например, допустимые отклонения в моделях), другие же зависят от геологического строения месторождения (применимость

различных методов интенсификации добычи) или устанавливаются недропользователем (например, максимальная годовая проектная добыча нефти).

$$M_2 = \langle PД, \text{состояние разработки} ; \text{команда проекта} \rangle. \quad (2.11)$$

Условия выполнения подсчета запасов определяются регламентными документами (*РД*) на основе текущего *состояния разработки* месторождения, тип и сложность (в зависимости от строения месторождения) проекта определяют *команду проекта* (исполнителей).

$$D_i = \langle \text{личный опыт}_i, \text{квалификация}_i, \text{информированность}_i ; \\ \text{время принятия решения, качество} \rangle, \quad (2.12)$$

где субъекты характеризуются наличием *личного опыта*, различной *квалификацией* (геология, моделирование), *информированностью*, от которых зависят *время принятия решений* и *качество* проектной деятельности.

$$P_4 = \langle \text{месторождение, лицензия} ; \text{данные} \rangle. \quad (2.13)$$

Недропользователь, имея *лицензию* на разработку *месторождения*, предоставляет необходимые исходные *данные* для проекта.

Приведенный пример задачи Z_1 охватывает все уровни системной модели. Аналогично системная модель позволяет расписать и другие задачи, возникающие при проектно-ориентированном управлении разработкой месторождения.

Каждый из компонентов системной модели определяет эффективность выполнения той или иной задачи управления разработкой месторождения УВ и может быть охарактеризован совокупностью параметров. Например, субъект управления (ЛПР) может быть охарактеризован такими параметрами как имеющиеся и необходимые знания, компетенции, квалификация. Основными характеристиками процессов управления являются время выполнения, достоверность получаемого результата.

2.1.2. Разработка методов обоснования управленческих решений в условиях неопределенности

Предложенная системная модель формализует процесс управления, систематизирует основные компоненты для решения задач в проектно-ориентированном

управлении разработкой месторождения, учитывает влияние внешних и внутренних факторов и позволяет реализовать комплексный подход к моделированию месторождения.

Разработка месторождений углеводородов характеризуется высокой степенью неопределенности, которая определяется в первую очередь этапом жизненного цикла месторождения и степенью его изученности. При принятии решений в управлении разработкой месторождения необходимо учитывать внешние и внутренние условия, для чего предлагается использовать модель оценки целесообразности управленческого решения на основе вероятностного дерева [85].

Снизить уровень неопределенности, а также повысить изученность месторождения позволяет выполнение программы исследовательских работ, реализация которой является важной частью проекта и во многом определяет эффективность управления разработкой месторождения в дальнейшем.

К внешним условиям (F_o) отнесены:

- геополитические условия;
- климатические условия;
- географические условия;
- геологические условия.

Внутренние условия (F_l):

- материально-технические условия;
- инфраструктурные условия.

Внутренние условия могут быть изменены при функционировании самой системы, в то время как внешние условия не подвержены ее влиянию, но должны учитываться в проекте с целью снижения негативных последствий их влияния.

В таблице 2.1 представлены внешние и внутренние условия, влияние которых необходимо учитывать при принятии решений «✓» либо оно несущественно «X» в зависимости от этапа жизненного цикла месторождения для проектов подсчета запасов и прогноза разработки (обозначены через символ «/»).

Таблица 2.1 – Условия разработки месторождения в зависимости от этапа ЖЦ

Внешние и внутренние условия		Этапы ЖЦ		
		2	3	4
		Оценка запасов	Подготовка к добыче	Добыча УВ
1. Геополитические условия	1.1. Динамика цен на УВ	X / X	X / ✓	X / ✓
	1.2. Динамика валютных курсов	✓ / X	✓ / ✓	✓ / ✓
	1.3. Изменение налогового законодательства	✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓
2. Климатические условия	2.1. Климатические условия (сезонность работ)	X / ✓	X / ✓	X / ✓
3. Географические условия	3.1. Удаленность от крупных населенных пунктов	X / X	X / X	X / ✓
4. Геологические условия	4.1. Тип залежи	✓ / X	✓ / ✓	✓ / ✓
	4.2. Средняя глубина залегания	✓ / X	✓ / ✓	✓ / ✓
	4.3. Тип коллектора	✓ / X	✓ / ✓	✓ / ✓
	4.4. Соотношение ЧНЗ / ВНЗ	✓ / X	✓ / ✓	✓ / ✓
	4.5. Соотношение категорий запасов C_1 / C_2	X / X	✓ / ✓	✓ / ✓
	4.6. Расчлененность	✓ / X	✓ / ✓	✓ / ✓
	4.7. Средняя пористость	✓ / X	✓ / ✓	✓ / ✓
	4.8. Средняя проницаемость	X / X	X / ✓	X / ✓
	4.9. Среднее начальное насыщение	X / X	X / ✓	X / ✓
5. Материально-технические условия	5.1. Обустройство месторождения	X / X	X / X	X / ✓
6. Инфраструктурные условия	6.1. Наличие инфраструктуры для транспортировки добываемого сырья	X / X	X / X	X / ✓
	6.2. Наличие инфраструктуры для доставки оборудования	X / X	X / ✓	X / ✓
7. Степень изученности (полнота и качество исследований)		✓ / X	✓ / ✓	✓ / ✓

Примером задачи обоснования управленческого решения в условиях неопределенности является задача оценки целесообразности p закладки в проект прогноза

разработки трубопровода меньшего r_1 или большего диаметра r_2 к месторождению в зависимости от результатов исследований в данных условиях.

Необходимо принять решение о целесообразности прокладки трубопровода меньшего диаметра r_1 или большего диаметра r_2 . В случае положительного решения о прокладке, прогнозируемые расходы (выступающие в качестве критерия) будут зависеть от типа трубопровода. Прокладка трубопровода может:

- окупиться – состояние среды z_1 ;
- не оказать существенного влияния на проект – z_2 ;
- не окупиться – z_3 .

Величины прибылей и убытков в млн. условных денежных единиц (ден.е.), зависящие от управленческого решения по прокладке трубопровода, а также априорные вероятности различных типов приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Априорные вероятности

Альтернативы	Трубопровод		
	Окупается (z_1)	Не оказывает существенного влияния (z_2)	Не окупается (z_3)
Прокладывать r_1 (x_1)	75	15	-120
Априорные вероятности $p_1(z_j)$	0,5	0,2	0,3
Прокладывать r_2 (x_2)	100	25	-150
Априорные вероятности $p_2(z_j)$	0,35	0,15	0,5
Не прокладывать (x_3)	0	0	0

Недропользователем может быть проведен эксперимент с целью уточнения геологического строения месторождения (% ВНЗ и % категории запасов C_2). Эксперимент $T = \{t_1, t_2\}$ представляет собой бурение разведочной скважины в категории запасов C_2 , результатом чего будет уточнение геологического строения. % ВНЗ и категории запасов C_2 может быть менее 50 (t_1) либо превысить 50 (t_2). В случае $ВНЗ > 50\%$ и категории запасов $C_2 > 50\%$ имеет место низкая степень достоверности геологического строения, поэтому высока вероятность получения более низких дебитов нефти по сравнению с проектными – прокладка трубопровода не окупится.

Таким образом, приходим к двухшаговой задаче принятия решений в условиях неопределенности. На 1 шаге необходимо оценить целесообразность проведения эксперимента и, если он окажется целесообразным, необходимо оценить предпочтительность управленческого решения в зависимости от исхода эксперимента. Такую задачу предлагается решить с помощью вероятностного дерева решений [86]. Пример дерева представлен на рисунке 2.3.

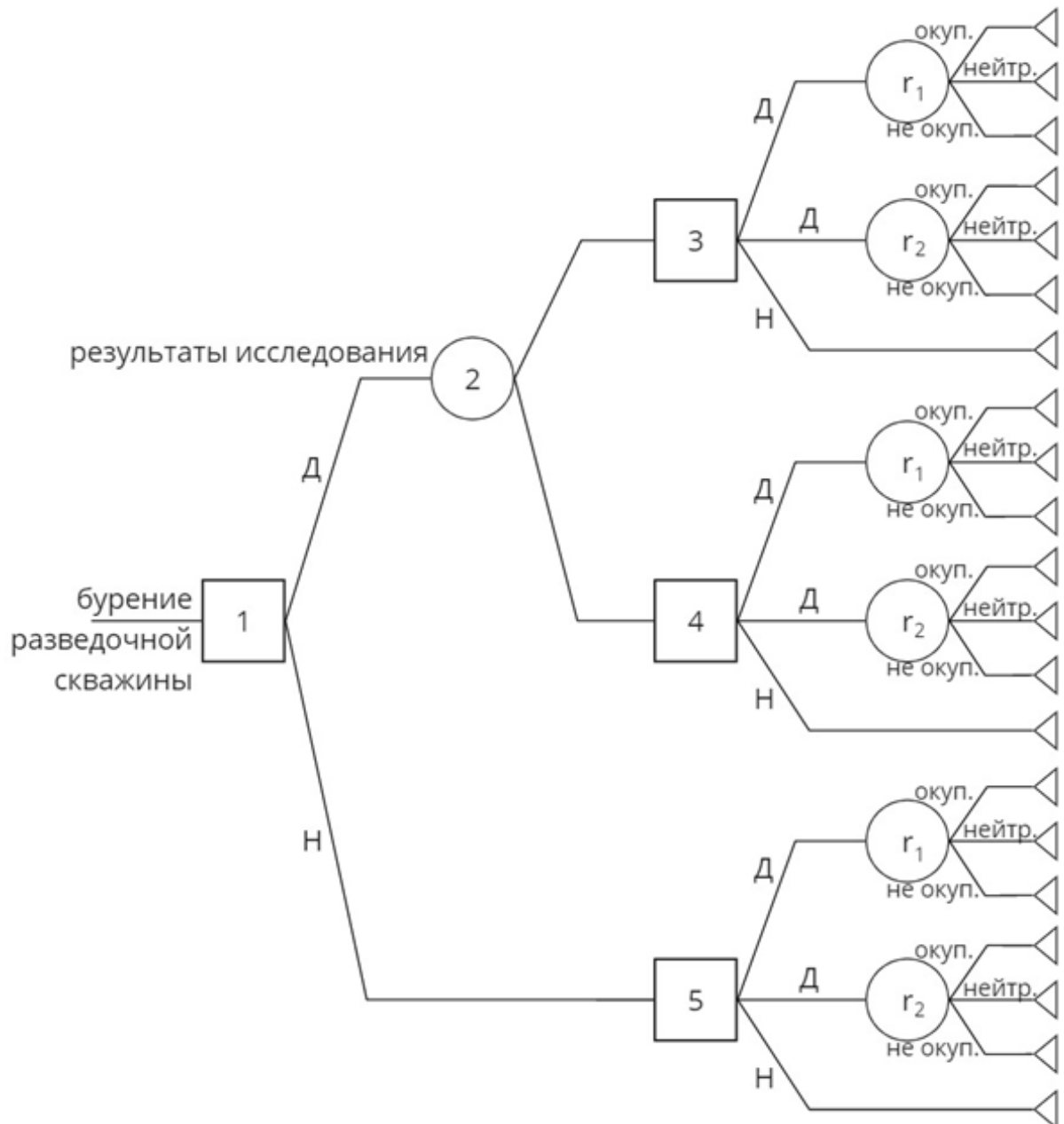


Рисунок 2.3 – Пример вероятностного дерева решений для задачи оценки целесообразности прокладки трубопровода

Рассмотрим пример оценки целесообразности решения для следующего набора данных. В распоряжении ЛПР имеется статистическая информация для $ВНЗ > 50 \%$ и $C_2 > 50 \%$:

- прокладка трубопроводов диаметров r_1 и r_2 окупается в 25 и 20 % случаев соответственно;
- в 50 и 45 % случаев соответственно прокладка трубопроводов не оказывает существенного влияния на бюджет проекта;
- в 60 и 75 % случаев соответственно прокладка трубопроводов не окупается.

Затраты на бурение разведочной скважины составляют 10 млн. ден.е.

В соответствии с имеющейся статистической информацией, определены условные вероятности $p(t_k / z_j)$ результатов эксперимента (% ВНЗ и C_2) в зависимости от состояний внешней среды (окупаемости прокладки трубопровода) и вычислены планируемые вероятности результатов эксперимента (таблица 2.3) по формуле:

$$p(t_k) = \sum_{j=1}^n p(z_j) p(t_k / z_j) \quad (2.14)$$

Таблица 2.3 – Условные вероятности

	$p(t_k / z_j)$	Окупается (z_1)	Не оказывает существенного влияния (z_2)	Не окупается (z_3)	$p(t_k)$
r_1	$\leq 50 (t_1)$	0,75	0,5	0,4	0,595
	$> 50 (t_2)$	0,25	0,5	0,6	0,405
	$p_1(z_j)$	0,5	0,2	0,3	
r_2	$\leq 50 (t_1)$	0,8	0,55	0,25	0,4875
	$> 50 (t_2)$	0,2	0,45	0,75	0,5125
	$p_2(z_j)$	0,35	0,15	0,5	

Вычислены апостериорные вероятности $p(z_j / t_k)$ (таблица 2.4) наступления состояний внешней среды (окупаемости прокладки трубопровода) в зависимости от результатов эксперимента (бурения разведочной скважины) по формуле Байеса:

$$p(z_j / t_k) = \frac{p(z_j) p(t_k / z_j)}{p(t_k)} \quad (2.15)$$

Таблица 2.4 – Апостериорные вероятности

	$p(z_j / t_k)$	Окупается (z_1)	Не оказывает существенного влияния (z_2)	Не окупается (z_3)
r_1	$\leq 50 (t_1)$	0,63	0,17	0,20
	$> 50 (t_2)$	0,31	0,25	0,44
r_2	$\leq 50 (t_1)$	0,57	0,17	0,26
	$> 50 (t_2)$	0,14	0,13	0,73

Результат расчета вероятностного дерева решений с учетом вычисленных значений апостериорных вероятностей приведен на рисунке 2.4.

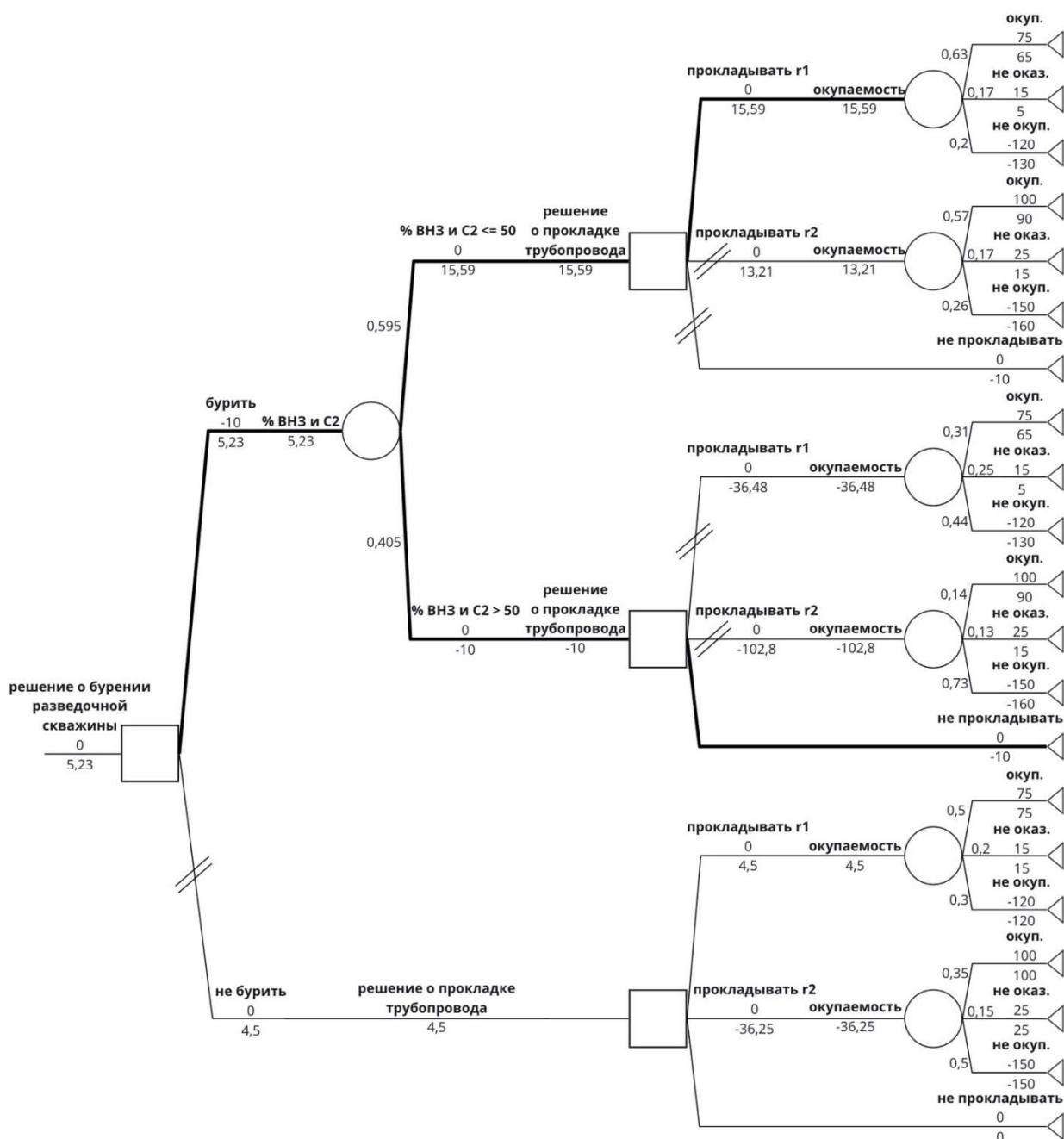


Рисунок 2.4 – Вероятностное дерево решений для задачи оценки целесообразности прокладки трубопровода после выполнения расчетов

На основе анализа результатов расчета можно сделать следующие выводы:

- $W_c(x_1 / t_1) = 15,59$, $W_c(x_2 / t_2) = 13,21$, $W_c(x_3 / t_3) = -10$, поэтому если выполняется бурение разведочной скважины, и результатом является значения % ВНЗ и C_2 ниже 50, то с точки зрения окупаемости прокладки трубопровода предпочтительнее проложить трубопровод меньшего диаметра r_1 ;
- $W_c(x_1 / t_1) = -36,48$, $W_c(x_2 / t_2) = -102,8$, $W_c(x_3 / t_3) = -10$, поэтому если в результате бурения разведочной скважины значения % ВНЗ и C_2 остаются выше 50, то решение о прокладке трубопровода является нецелесообразным;
- $\alpha = 4,5$, $\beta = 5,23 > \alpha$, следовательно более предпочтительно не отказываться от бурения разведочной скважины.

Таким образом, математический аппарат теории принятия решений в условиях неопределенности позволяет обосновывать управленческие решения при выборе стратегий реализации различных этапов разработки.

2.2. Комплексный подход к моделированию месторождения

Процесс управления разработкой месторождения связан с обработкой больших объемов данных, которые используются для моделирования. Объем данных и степень достоверности моделей определяются стадией жизненного цикла месторождения.

Классифицировать модели можно несколькими способами (типизация по различным признакам и классификаторам). Классификация моделей по назначению приведена в разделе 1.2. По виду модели делятся на:

- *численные* (расчетные, математические) модели, которые служат для выполнения расчетов. Недостаток таких моделей заключается в зависимости уровня вычислительной нагрузки от объемов и размерности данных;
- *визуальные* модели данных позволяют эксперту за счет формирования визуально понятных образов быстро находить решение задачи, а также получать новое знание об объекте.

Система проектно-ориентированного управления разработкой месторождения предполагает использование большого объема исходных данных различной

размерности (от точечных (pD) до трехмерных динамических (3Dd)) на разных стадиях (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Основные типы и форматы данных, используемых при управлении разработкой

Стадия	Размерность данных				
	pD	1D	2D	3D	3Dd
Исходные данные	координаты скважин пробы	инклинометрия ГИС Керн ОФП МЭР	сейсмика	сейсмика	-
Геологическое моделирование	средние	ГСР	карты	модель	-
Гидродинамическое моделирование	средние	средние (от t)	карты	модель	адаптированная модель
Прогноз разработки	средние	средние (от t)	карты	-	варианты разработки
Экономическое моделирование	показатели	показатели	-	-	-
ПД	Проектный документ				
Форматы данных	твердая копия, las, xls, txt, doc, cdr, jpg, tiff, gif, png, seg-y, grd,		dbf, rescue cmg, grid, zmap, vip, irap, eclipse, cps		

Классификация моделей данных по *n*-мерности:

- *pD* – точечные данные, результаты анализа проб флюидов;
- *1D* – вектор, к таким данным относятся, например, инклинометрия и ГИС по стволу скважины, замеры дебитов и пр.;
- *2D* – двухмерные данные, grids, полученные при выполнении сейсмических исследований;
- *3D* – трехмерные данные, кубы параметров месторождения;
- *3D динамическая* – изменение состояния и параметров трехмерной модели во времени.

По *регулярности* получения исходные данные можно разделить на:

- *нерегулярные* – данные, получаемые нерегулярно, по необходимости, к таким данным относятся результаты исследований, которые либо нет необходимости

проводить часто, либо это экономически нецелесообразно, например, сейсмические исследования;

- *регулярные* – регулярно или непрерывно получаемые данные, необходимые для контроля разработки и оперативного управления: данные об объемах добычи, о давлении и пр.

По *форме* хранения:

- *цифровые*: скан-копии, числовые, графические, текстовые, комплексные (метаданные);

- *твердые копии* – одна из проблем в управлении разработкой месторождений заключается в том, что большие объемы старых данных не оцифрованы.

Анализ данных является неотъемлемой и важной частью каждой стадии управления разработкой месторождений. Поэтому существует проблема оптимизации процессов хранения и обработки информации с целью сужения круга возможных решений и повышения эффективности разработки [87-93].

Все расчеты выполняются на численных моделях при помощи симуляторов, в то время как визуальные модели в основном применяются для наглядного представления результатов моделирования и общей оценки. Таким образом потенциал визуальных моделей остается нераскрытым.

Рассогласованность утвержденной (действующей) геологической модели и актуальной гидродинамической модели усугубляется проблемой несогласованности работы специалистов [94], принимающих решения на различных стадиях процесса управления. Поэтому предлагается комплексно подойти к этой проблеме и не разделять стадии геологического и гидродинамического моделирования, а объединить их путем привлечения данных о фактических режимах работы скважин при построении статической модели. Актуализированная таким образом модель будет представлять собой геолого-гидродинамическую модель месторождения, что позволит более точно подсчитать объем начальных запасов углеводородов по месторождению и принять более адекватные решения при управлении разработкой.

При этом корректность исходных данных для моделирования становится критически важной, и возникает проблема их верификации, так как сами данные характеризуются большими объемами и разнородностью.

Комплексный подход к моделированию месторождения (рисунок 2.5) предполагает привлечение дополнительной информации при моделировании для сокращения итеративности и времени выполнения, а также повышения согласованности и точности моделей. Взаимодействие моделей показано стрелками: красными – ограничения, которые модели накладывают друг на друга (например, геологическое строение определяет параметры модели скважины), черными – информационные потоки между моделями (результаты расчета прогноза разработки являются основой для расчетов экономических). Комплексный подход обеспечивает прямую связь между моделями.

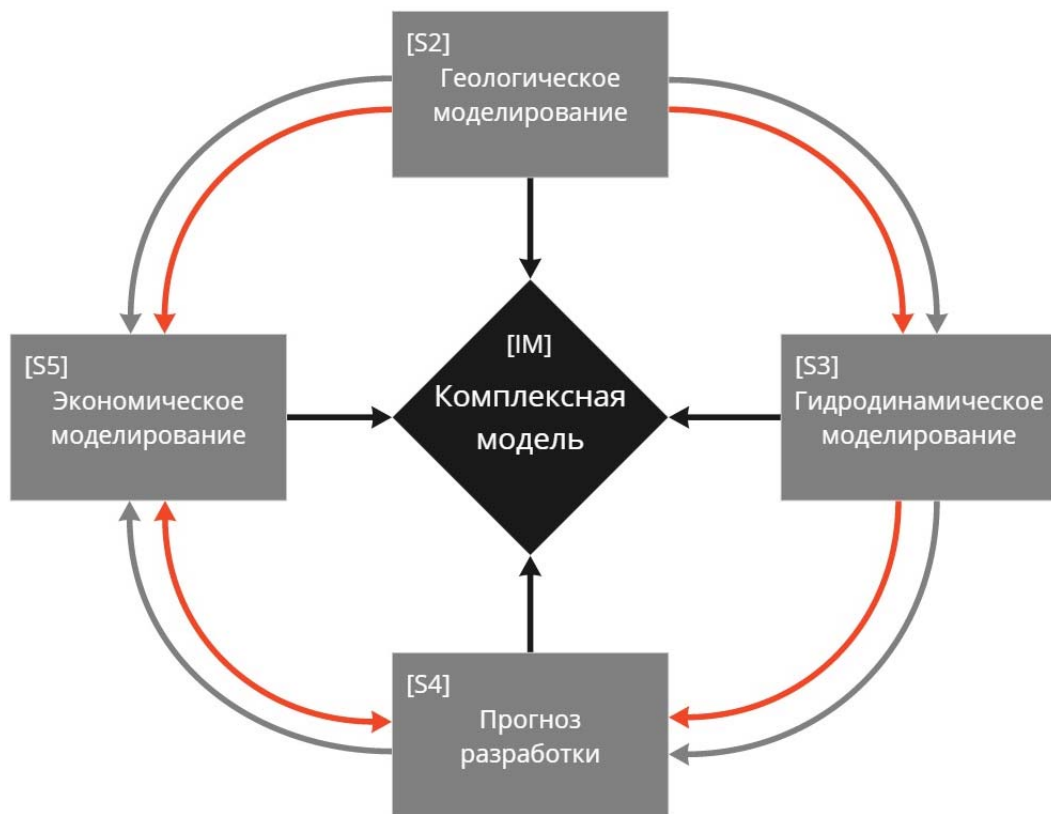


Рисунок 2.5 – Комплексный подход к моделированию месторождения

Для реализации комплексного подхода к моделированию необходимо централизованное хранение данных и моделей, согласованность работы специалистов разных профилей, а также выполнение других принципов комплексного подхода,

которая озвучены далее. Для повышения точности геологической модели и подсчета запасов предлагается выполнять актуализацию ГМ за счет фактических данных о разработке (комплексирование информации) – использовать единую геолого-гидродинамическую модель пласта месторождения.

Предлагаемый комплексный подход к моделированию месторождения предполагает объединение моделей, применяемых на разных стадиях управления, в единый контур моделирования и может быть представлен в виде:

$$IM = \{S'_2, S'_4, S_5\}, \quad (2.16)$$

где

$$S'_2 = S_2 \cup S_3, \quad (2.17)$$

$$S'_4 = S_4 \cup S'_5, \quad (2.18)$$

$$S'_5 \subset S_5. \quad (2.19)$$

Используя комплексный подход можно обеспечить прямую связь между стадиями управления разработкой. Комплексный подход заключается в учете всех составляющих проблемы в совокупности для получения наиболее эффективного решения. В существующей системе проектно-ориентированного управления разработкой месторождений комплексный подход отсутствует.

Проведенный анализ разработки ряда месторождений Томской области (согласно проектам и протоколам заседаний недропользователей и государственных комиссий по запасам и по разработке) позволил выявить основные причины невыполнения утвержденных показателей и недостоверности моделей и прогнозов. На основе полученной статистики и по результатам оценки экспертных мнений сформулированы основные принципы, которые позволяют снизить степень влияния негативных факторов и комплексно подходить к управлению разработкой месторождений.

1. Централизованное хранение, формализация и интеграция данных обеспечивает оперативный доступ к информации, а также верификацию и контроль целостности данных на всех стадиях управления. Единое хранилище исходных данных и моделей обеспечивает доступ всех вовлеченных специалистов.

2. Постоянная верификация исходных данных – раннее и своевременное обнаружение ошибок позволяет повысить достоверность моделей и точность прогноза.

3. Соблюдение допустимой степени согласованности моделей предполагает наличие внутренней экспертизы для контроля качества моделирования.

4. Объединение стадий геологического и гидродинамического моделирования позволяет получать более точное описание геологического строения месторождения, подсчетных параметров и объемов запасов углеводородов с учетом истории разработки на основе имеющейся ретроспективной информации о его разработке.

5. Соблюдение баланса интересов субъектов управления снижает вероятность возникновения конфликта интересов управляющих субъектов и повышает вероятность успешного прохождения процедур экспертизы и защиты проектного документа.

6. Минимизация избыточности решения задачи предполагает использование модели как можно более низкого уровня, обеспечивающего достаточную точность получаемого решения.

7. Привлечение визуальных моделей данных (переход от численного моделирования к визуальному, использование когнитивной визуализации) позволяет активно использовать ресурсы зрительного восприятия, трансформируя данные в объект, что существенно упрощает процесс осмысления. Снижение объемов численного моделирования в пользу визуальных моделей данных ведет к уменьшению ресурсоемкости управления разработкой [95-100].

8. Соответствие показателям эффективности и требованиям к качеству. Требования к качеству являются обязательными при создании проекта разработки. Показатели эффективности характеризуют насколько эффективно выполняет работу проектный институт и насколько эффективно представленное им проектное решение с точки зрения его практической реализации [102].

В случае управления разработкой уже эксплуатируемого месторождения перед созданием прогноза гидродинамическая модель, построенная на основе геологической, корректируется до достижения приемлемого соответствия модельных показателей фактическим (информации о добыче: дебиты жидкости, нефти и воды, забойные давления по скважинам) – этот процесс называется адаптацией гидродинамической модели.

Применяется несколько способов корректировки модели: изменение абсолютной проницаемости (в том числе в направлении осей координат), относительных фазовых проницаемостей, значений критических водо- и нефтенасыщенности (в том числе локально – в местах расположения скважин), уточнение параметров скважин: интервалов перфораций, скин-фактора и др. Такая корректировка может приводить к несоответствию гидродинамической модели геологической, которое, согласно регламентам [74, 75], не может превышать 5 %.

Этого можно избежать при комплексном подходе к моделированию месторождения – выполнять геологическое моделирование, оценку параметров месторождения и объемов запасы углеводородов для постановки на государственный баланс с учетом фактической информации об эксплуатации месторождения.

В рамках данной работы предлагается объединить стадии геологического (S_2) и гидродинамического моделирования (S_3) путем привлечения ретроспективной информации о фактических режимах работы скважин при построении геологической модели пласта (рисунок 2.6). Актуализированная таким образом модель S'_2 характеризуется большей адекватностью, что позволяет более точно оценить объем начальных запасов углеводородов по месторождению и более корректно задать начальные условия прогнозного моделирования.

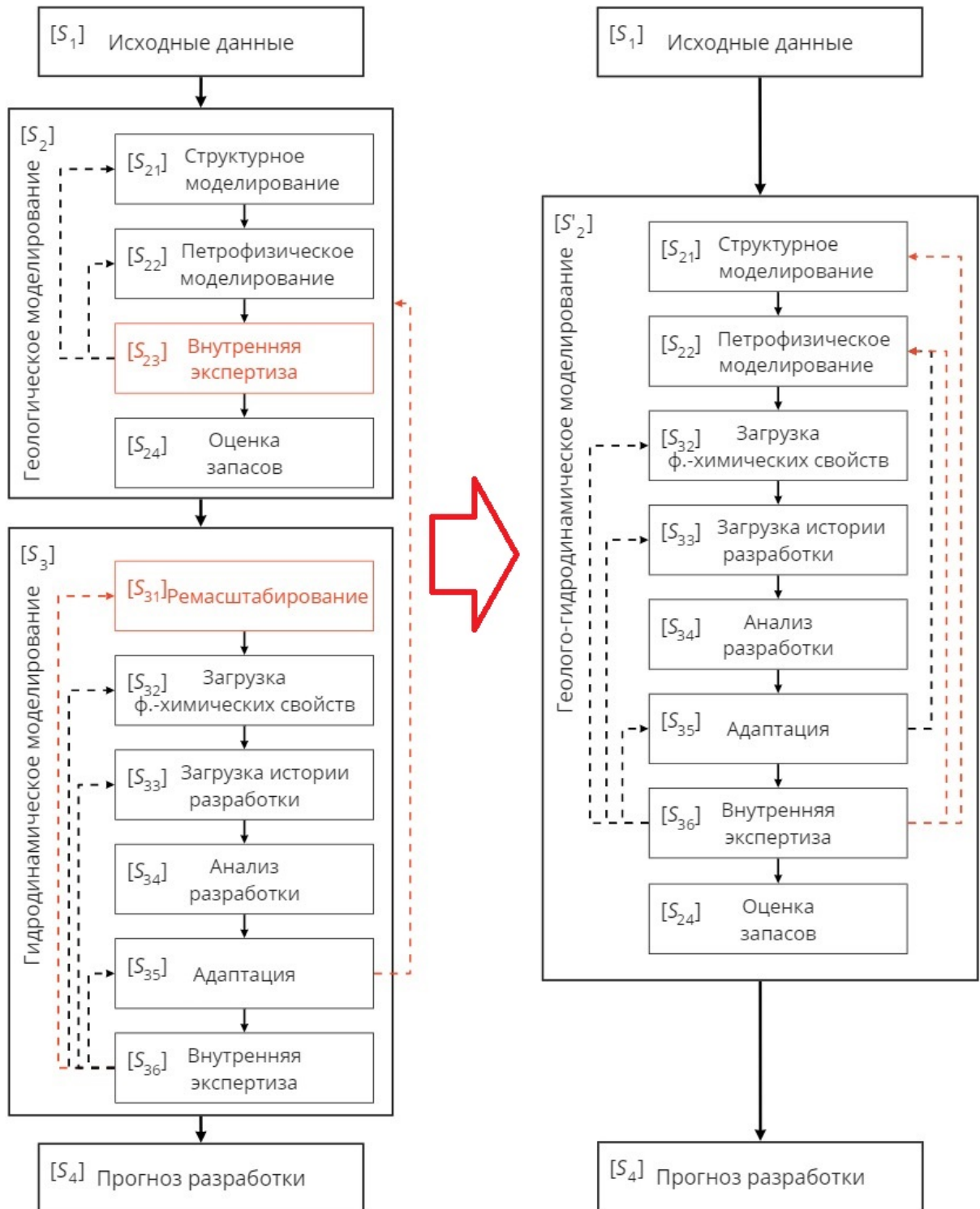


Рисунок 2.6 – Объединение стадий
геологического и гидродинамического моделирования

Существует несколько методов определения проницаемости пласта: лабораторные исследования керна, гидродинамические исследования скважин на приток, корреляционные зависимости (через результаты геофизических исследований в скважинах), гидродинамический каротаж, профильный метод по полноразмерному

керну. Определение проницаемости пласта возможно также произвести по промышленным данным по дебиту скважины, депрессии давления, вскрытой и общей мощности пласта, вязкости нефти в пластовых условиях, радиусу скважины и расстоянию до контура питания по формуле Дарси. При этом в существующей системе управления разработкой месторождений проницаемость принято рассчитывать на основе геофизических исследований в скважинах.

Для реализации комплексного подхода к моделированию предлагается актуализацию геологической модели пласта выполнять на основе корректировки значений проницаемости в скважинах путем обратного пересчета от фактических данных об их эксплуатации. Корректировка проницаемости также позволяет уточнить распределение начальной водонасыщенности пласта.

Проницаемость является определяющим параметром динамики разработки месторождения, однако, как показывает опыт выполнения проектов разработки месторождений УВ, экономическая рентабельность во многом определяется объемами бурения скважин, так как до 50% капитальных вложений приходится именно на бурение фонда добывающих и нагнетательных скважин. На рисунке 2.7 в качестве примера показана структура капитальных вложений в разработку одного из месторождений Томской области.

Для обеспечения комплексности при управлении разработкой месторождений необходимо привлечение экономических расчетов на стадии прогнозного моделирования разработки.

Если говорить о наиболее сильно влияющих на разработку месторождения экономических факторах, то следует выделить также внешние макроэкономические показатели, однако их сложно спрогнозировать, и они не поддаются влиянию. Такие показатели необходимо закладывать в проект для снижения неопределенностей [101].

Один из показателей – тонна удельного топлива, который характеризует стоимость добычи одной тонны сырья. Величина этого показателя к концу срока разработки по мере падения уровней добычи растет (рисунок 2.8).



а)



б)

Рисунок 2.7 – Пример структуры капитальных вложений в разработку нефтяного месторождения: динамика по годам (а) и общая (б)

Для снижения итеративности прогнозного моделирования необходимо учитывать экономические параметры на этапе формирования вариантов разработки:

- учет капитальных вложений: бурение скважин (расчет глубины проходки в зависимости от типа скважины), кустование (количество кустов и используемых одновременно станков), обустройство инфраструктуры (необходимые и имеющиеся мощности);

- эксплуатационные затраты: срок разработки, уровни добычи и закачки.

Учет капитальных вложений в проект разработки наряду с удельной добычей углеводородов на этапе расстановки скважин позволяет учесть целесообразность бурения отдельных скважин.



Рисунок 2.8 – Пример графика средних затрат на тонну удельного топлива

Первая задача при формировании варианта разработки месторождения – достижение минимальной рентабельности.

Основные критерии выбора системы размещения прогнозных скважин можно разделить на несколько групп. Критерии выбора системы размещения скважин (рядная, трехточечная, пятиточечная, девятиточечная, избирательная) как правило определяются имеющимся опытом разработки данного вида коллекторов и используется зарекомендовавшая себя система расстановки. Разные системы размещения скважин характеризуются различным соотношением добывающих и нагнетательных скважин (что важно для поддержания пластового давления), некоторые из систем обладают свойством трансформируемости. Для выбора оптимального расстояния между скважинами рассчитывается несколько вариантов.

К основным критериям выбора точек размещения новых эксплуатационных скважин в пласте относятся:

- удаленность от контура водонефтяного контакта (ВНК);

- эффективная нефтенасыщенная толщина (мощность коллектора определяет дебит скважины).

При этом стоит учитывать, что сетка скважин должна быть регулярной и соответствовать одной из систем расстановок. Однако в ряде случаев приходится использовать избирательные системы размещения скважин (высокая плотность действующих скважин, нестандартная форма залежи или небольшая ее площадь).

Выбор типа скважины (наклонно-направленная, горизонтальная или боковой ствол) основывается на геолого-геофизических условиях залегания пласта. Например, при высокой расчлененности нецелесообразно бурить горизонтальные стволы, в то время как охват такими скважинами выше, нежели наклонно-направленными.

Для формирования эффективной стратегии управления разработкой при прогнозном моделировании настройка вариантов разработки осуществляется в соответствии с критериями, часть из которых регламентирована (выполнение обязательно), другая – задана недропользователем или диктуется условиями эксплуатации месторождения. Например, необходимо учитывать, что многие месторождения характеризуются суровыми климатическими условиями, что накладывает ряд ограничений на интенсивность бурения новых скважин из-за сезонности работ. Рекомендуемый к утверждению вариант должен соответствовать требованиям регламентных документов: достижение утвержденного КИН, обводненности 98%, минимального дебита скважин, компенсации добычи и пр. Такой вариант может и не обладать экономической рентабельностью, что невыгодно для недропользователя. Также ограничения накладываются самими моделями или используемыми симуляторами.

Предлагается дополнить алгоритм прогнозного моделирования разработки месторождения новым блоком для выполнения экономической экспресс-оценки результатов расчета (рисунок 2.9).

Новый алгоритм позволяет значительно сократить общее количество итераций при настройке прогноза разработки S'_4 за счет введения дополнительных ограничений на размещение прогнозных эксплуатационных скважин: задание граничных условий путем привлечения экономической составляющей проекта.

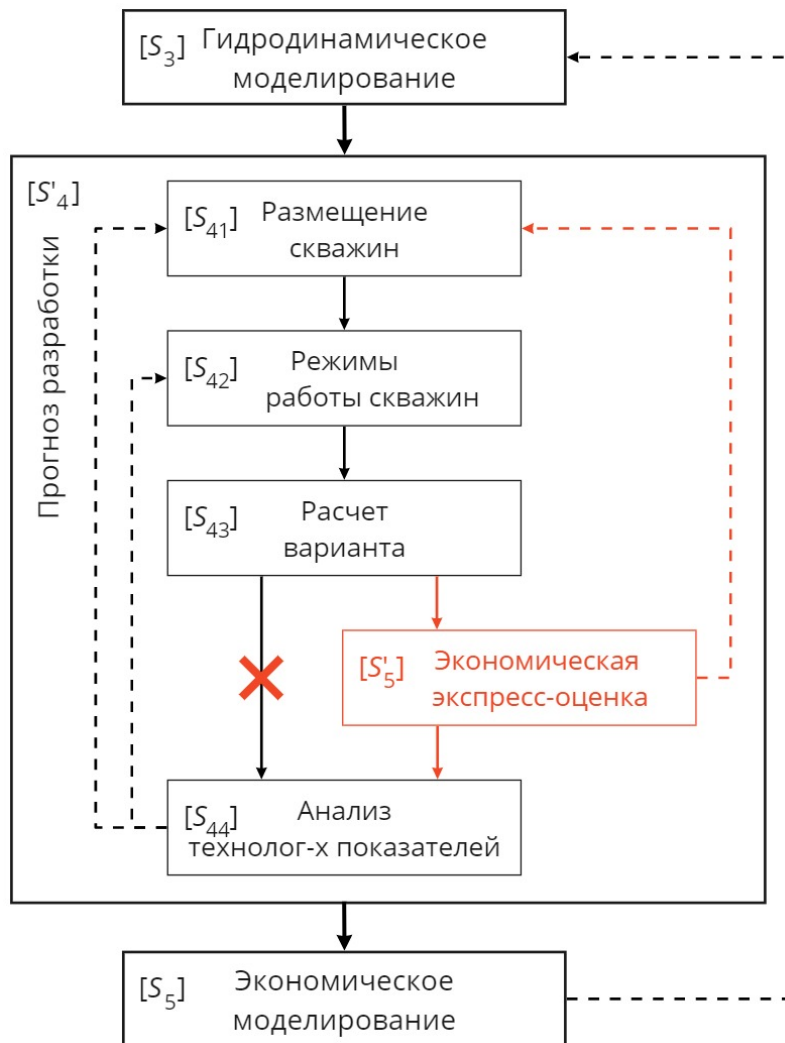


Рисунок 2.9 – Обобщенный алгоритм прогнозного моделирования разработки месторождения

В предлагаемом алгоритме используется авторское ПО GDM-Tool для расстановки скважин. Первая итерация позволяет получить оценочные показатели по уровням добычи (стартовый дебит и накопленная добыча) и рассчитать оценочные экономические показатели. На основе полученных данных проводится оптимизация прогнозного фонда эксплуатационных скважин путем исключения неэффективных или заведомо нерентабельных, тем самым уменьшается количество итераций при дальнейшей настройке варианта разработки.

Для выполнения оценочных экономических расчётов используется авторское ПО Economics, которое позволяет рассчитать основные экономические показатели разработки, а также вычислить минимально рентабельный дебит прогнозных скважин и минимально рентабельные эффективные нефтенасыщенные толщины для размещения скважин для данного месторождения. Таким образом становится возможным выполнить корректировку расстановки прогнозных скважин для снижения итеративности процесса прогнозного моделирования.

2.3. Методы поддержки проектно-ориентированного управления разработкой месторождений

Для реализации методов поддержки принятия решений проектно-ориентированного управления разработкой месторождений УВ предлагается использовать трехмерные визуальные модели данных, которые позволяют привлекать знания и опыт пользователя (эксперта, проектировщика). Такие модели позволяют при меньшей ресурсоемкости (по сравнению с численным анализом) получать более быстрое решение. В рамках данной работы предлагаются метод поиска аналогий и метод верификации исходных данных на основе трёхмерных визуальных моделей данных [102].

Важным преимуществом использования трехмерных визуальных моделей данных для их анализа является привлечение знаний и опыта пользователя (в случае управления разработкой – эксперта, проектировщика). Такие модели позволяют при меньшей ресурсозатратности (по сравнению с численным анализом) получать быстрое решение.

В общем виде алгоритм построения трехмерной визуальной модели данных для решения задач проектно-ориентированного управления разработкой месторождений можно представить в виде последовательности следующих шагов:

1. Формирование структурированного набора данных.
2. Расстановка весовых коэффициентов параметров.
3. Определение допустимых отклонений параметров.
4. Формирование критериев оценки решения задачи.

2.3.1. Метод поиска аналогий на основе трехмерных визуальных моделей данных

Специфика разработки месторождений углеводородов заключается в невозможности обеспечения высокой плотности точек наблюдения, поэтому любое месторождение характеризуется недоизученностью. Проблема отсутствия данных для моделирования решается их восполнением за счет похожих месторождений,

при этом решение эксперта зачастую субъективно и основано лишь на личном опыте, так как в настоящее время данная процедура не формализована.

При отсутствии части собственных исследований по месторождению для расчета необходимо принять результаты исследований с аналогичных месторождений, наиболее близких по ключевым параметрам. Часть параметров, которые могут быть приняты по аналогии, перечислена в приложении 2.

При управлении разработкой месторождений ситуация с отсутствием части собственных исследований не редкость, однако процедура поиска аналогий не формализована и во многом субъективна – решение всегда остается за проектировщиком или экспертом и часто базируется на личном опыте и не подкрепляется фактическим материалом. Особенности рассматриваемой задачи поиска аналогий являются:

- разнородность и разномасштабность анализируемых данных;
- отсутствие строгой формализации и метода решения задачи;
- субъективность получаемого решения (весовые коэффициенты параметров определяются экспертом);
- нестрогость накладываемых ограничений (в случае отсутствия решения, доверительный интервал может быть расширен для увеличения объёма обрабатываемой выборки, так как решение должно быть получено в любом случае) [97].

Традиционно решение задачи выбора аналогий можно получить статистически, такой способ связан с обработкой табличных данных по имеющимся месторождениям и выявлением объектов, близких по определенным критериям. Визуальное решение задачи можно получить, например, используя гистограммы отклонений (по каждому параметру) или корреляционные диаграммы (по каждому месторождению), что затратно по времени, так как возникает необходимость анализировать большой объем информации. Примеры традиционного двухмерного решения задачи выбора аналогий показаны на рисунке 2.10 [97].

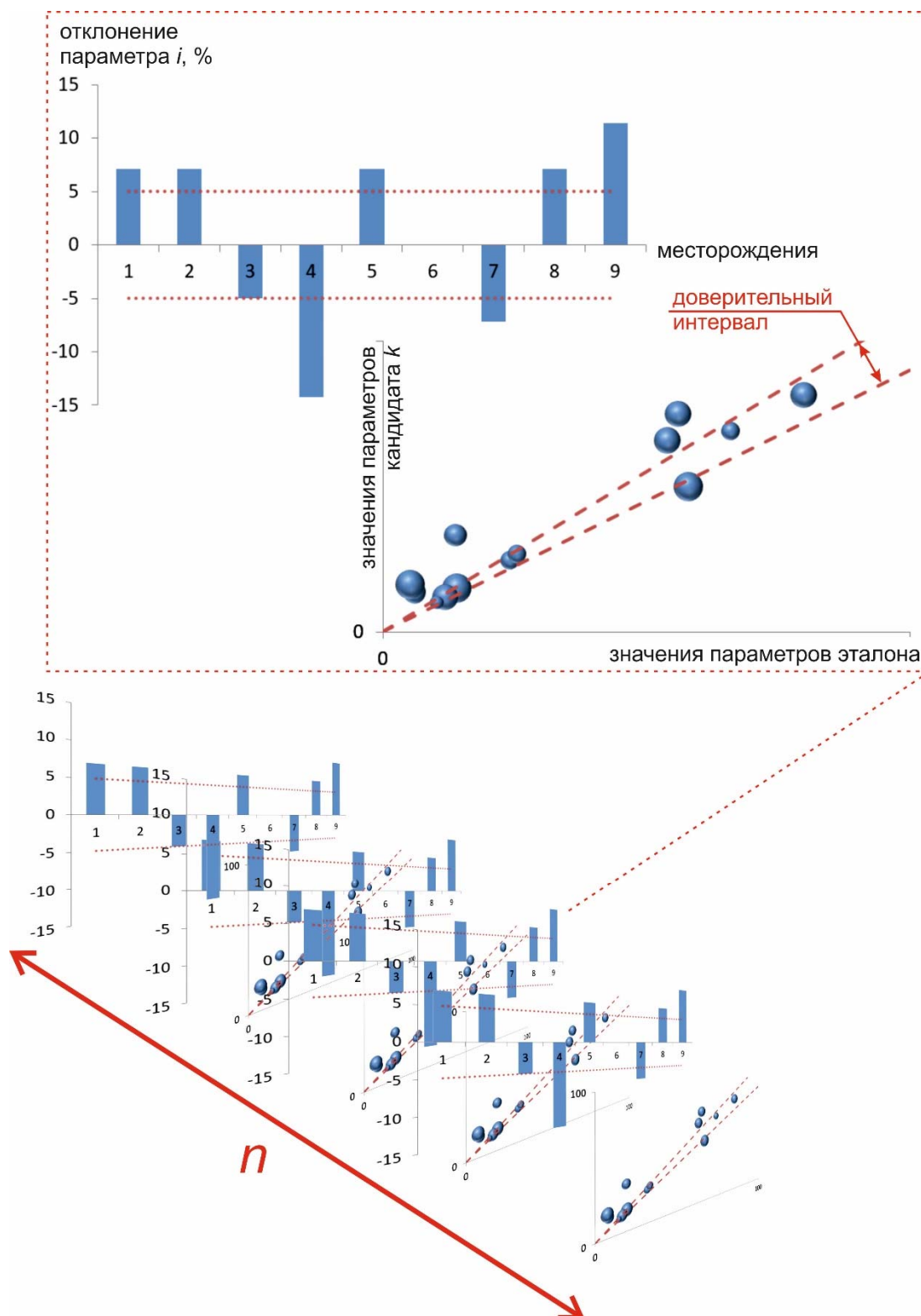


Рисунок 2.10 – Визуальное решение задачи выбора аналогий традиционным способом

Кроме того, обозначенные способы решения задачи не позволяют выполнить комплексную оценку всех имеющихся данных в одной модели, что сократило бы

время принятия решения. Главная причина этого – невозможность обеспечения достаточной информативности традиционными способами визуального анализа данных на основе плоских двумерных моделей. В современных условиях постоянного роста объемов информации необходимо использовать многомерные визуальные модели данных [97]. В настоящее время критериями выбора аналогий являются: знания и опыт эксперта, близость значений основных параметров (нет формализации).

Процедура нахождения аналога сводится к сравнению параметров месторождений. Для чего можно использовать гистограммы отклонений, корреляционные диаграммы и пр. Однако это неудобно и затратно по времени, кроме того, такой способ не позволяет оценить все множество параметров (таблица 2.6) набора месторождений в комплексе.

Таблица 2.6 – Набор параметров, используемый для оценки схожести месторождений

	Наименование	Вес (1-5)	Допустимое отклонение, %	Ед. измерения
$Kп$	Коэффициент пористости	5	10	д. ед.
K_{nn}	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	5	10	д. ед.
$K_{пр}$	Проницаемость	5	10	мкм ²
μ_o	Вязкость нефти в пластовых условиях	4	15	мПа*с
ρ_o	Плотность нефти в поверхностных условиях	4	10	г/см ³
Bo	Объемный коэффициент нефти	4	10	д. ед.
G	Газосодержание	4	10	м ³ /т
$h_{общ.}$	Средняя общая толщина	3	20	м
$h_{эф. nn}$	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	3	15	м
H	Средняя глубина залегания кровли	2	20	м
NTG	Коэффициент песчанистости	2	15	д. ед.
p_r	Начальное пластовое давление	2	15	МПа
ρ_w	Плотность воды в поверхностных условиях	1	20	г/см ³

Для объективности и корректности процесса необходима формализация данной процедуры и метода подбора аналогий, позволяющая выполнять комплексный анализ данных. Кроме того, в данном случае процедура не подразумевает строгого соответствия исходным условиям, а ограничения могут меняться, поэтому без участия эксперта не обойтись, что обуславливает некую субъективность получаемого решения. Однако в то же время возможность выполнения анализа всего массива данных позволяет снизить влияние человеческого фактора на окончательное решение и выбрать из имеющегося набора данных месторождение, наиболее близкое данному по ключевым параметрам.

В рамках данной работы предлагается метод поиска аналогий на основе трехмерных визуальных моделей данных, который позволяет делать выбор наиболее близкого месторождения-аналога из выборки кандидатов с учетом весовых коэффициентов параметров и допустимых отклонений параметров кандидатов от эталона, снижая таким образом влияние человеческого фактора на итоговое решение. Метод поиска аналогий позволяет восстанавливать недостающие для моделирования данные.

Гипотезой решения задачи является предположение о возможности заимствования недостающих данных у объектов, характеризующихся схожими условиями залегания (аналогичных объектов) и, как следствие, близкими значениями ключевых параметров. Таким образом, целью визуального анализа становится быстрый поиск объектов, близких по ряду свойств, при условии, что решение о принципах оценки подобной близости остается за экспертом [97].

В общем виде численное решение задачи поиска аналогий можно записать в следующем виде:

$$k = \bar{C} \cdot \bar{W}, \quad (2.20)$$

где k – коэффициент, характеризующий степень похожести (аналогичности) сравниваемых месторождений, $\bar{C}$ – вектор близости значений параметров (например, таких как географическое расположение, глубина залегания, аналогичность пластов месторождений, свойства углеводородов):

$$\bar{C} = \{c_1, c_2, \dots, c_n\}, \quad (2.21)$$

где $\bar{W}$ – вектор весовых коэффициентов параметров:

$$\bar{W} = w_1, w_2, \dots, w_n. \quad (2.22)$$

При значении k более 0,8 рассматриваемые месторождения можно считать схожими по условиям залегания и ряд параметров рассматриваемого месторождения можно принять при отсутствии собственных исследований на ранней стадии разработки. При таком анализе данное месторождение необходимо сравнить с каждым из имеющейся подборки, а затем выбрать наиболее подходящее – с максимальным значением k .

В рамках задачи поиска аналогий происходит выбор наиболее близкого месторождения-аналога из выборки кандидатов с учетом весовых коэффициентов параметров и допустимых отклонений параметров кандидатов от эталона при помощи визуальной модели данных, концептуальная схема которой представлена на рисунке 2.11.

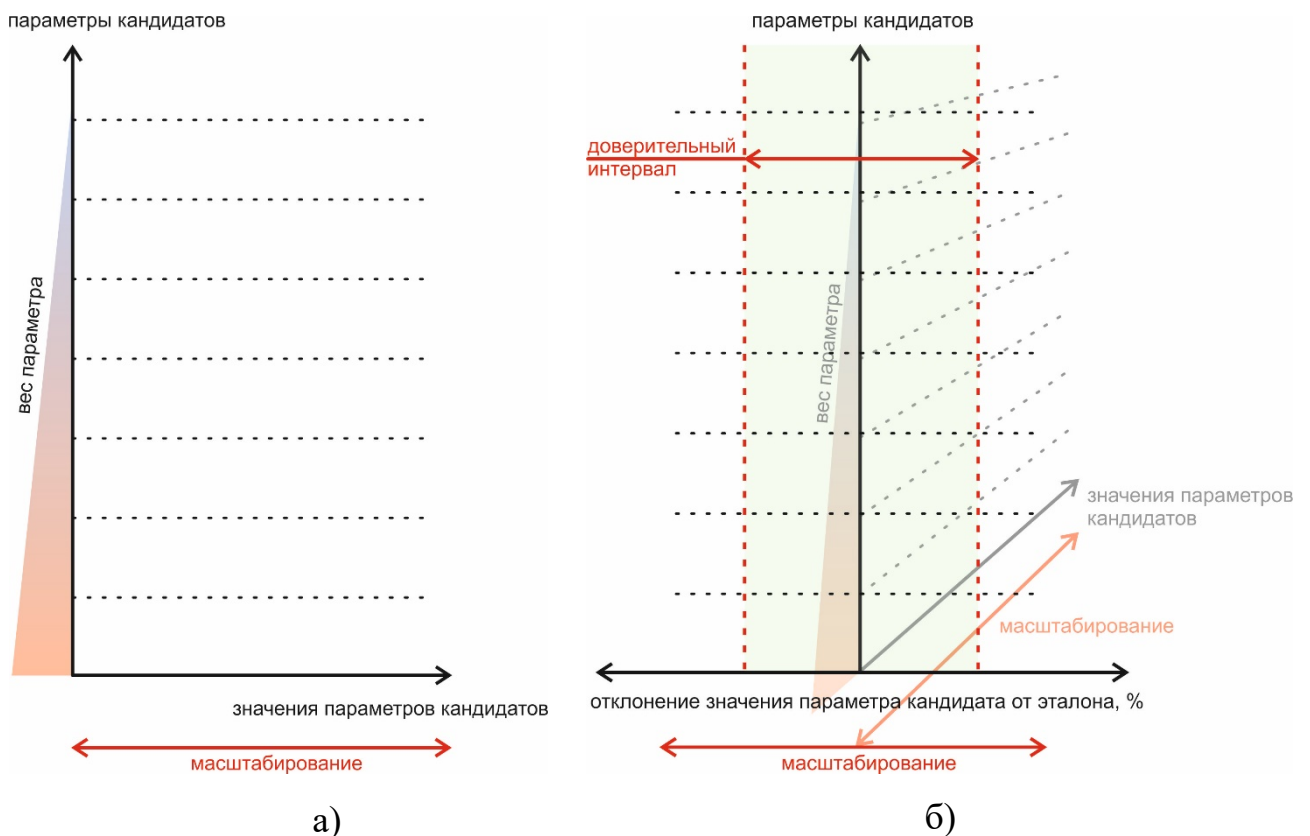


Рисунок 2.11 – Концептуальная схема визуальной модели данных

Параметры месторождений-кандидатов в визуальной модели располагаются в соответствии со своими весовыми коэффициентами. В двухмерном режиме (рисунок 2.11 (а)) модель позволяет выполнять анализ массива абсолютных значений с учетом весовых коэффициентов, при этом для лучшего визуального восприятия параметры масштабируются. Третье измерение модели (рисунок 2.11 (б)) реализует режим сравнения отклонений параметров месторождений-кандидатов от эталона, допустимое отклонение ограничивается доверительным интервалом. В таком режиме экспертом выполняется визуальная оценка и поиск наиболее подходящего месторождения-аналога, оптимальным решением будет кривая параметров, наиболее близкая (с точки зрения эксперта) к центральной линии (эталону).

Такая модель, построенная для поиска аналогий по набору данных по 18 месторождениям-кандидатам (рисунок 2.12), приведена на рисунке 2.13.

Параметры	Вес (1-5)	Допустимое отклонение, %	Эталон	Кандидаты														
				M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13	M14	M15
Плотность воды в поверхностных условиях	1	+5, -5	1,02	1,027	1,001	1,024	1,025	1,023	1,02	1,02	1,026	1,027	1,02	1,02	1,02	1,024	1,024	1,026
Средняя глубина залегания кровли	2	+5, -5	-2406,5	-2478	-2467	-2689	-2337	-2463	-2481	-2500	-2548	-2545	-2166	-2149	-2189	-2380	-2386	-3066
Коэффициент песчаности	2	+15, -15	0,66	0,52	0,69	0,49	0,4	0,55	0,82	0,8	0,76	0,49	0,49	0,6	0,6	0,72	0,78	0,82
Начальное пластовое давление																		
Средняя общая толщина																		
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина																		
Вязкость нефти в пластовых условиях																		
Плотность нефти в поверхностных условиях																		
Объемный коэффициент нефти																		
Газосодержание																		
Коэффициент пористости																		
Коэффициент нефтенасыщенности пласта																		
Проницаемость																		

Параметры	Вес (1-5)	Допустимое отклонение, %	Эталон				
			M1	M2	M3	M4	M5
Плотность воды в поверхностных условиях	1	+5, -5	1,02	1,027	1,001	1,024	1,025
Средняя глубина залегания кровли	2	+5, -5	-2406,5	-2478	-2467	-2689	-2337
Коэффициент песчаности	2	+15, -15	0,66	0,52	0,69	0,49	0,4
Начальное пластовое давление	2	+15, -15	25,5	25,3	25,5	25,3	25,5
Средняя общая толщина	3	+20, -20	13,8	12,6	13,8	12,6	13,8
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	3	+15, -15	6	4,8	6	4,8	6
Вязкость нефти в пластовых условиях	4	+15, -15	0,56	0,61	0,56	0,61	0,56
Плотность нефти в поверхностных условиях	4	+8, -8	0,799	0,808	0,799	0,808	0,799
Объемный коэффициент нефти	4	+5, -5	1,178	1,229	1,178	1,229	1,178
Газосодержание	4	+10, -10	54	71,4	54	71,4	54
Коэффициент пористости	5	+10, -10	0,14	0,15	0,14	0,15	0,14
Коэффициент нефтенасыщенности пласта	5	+10, -10	0,58	0,65	0,58	0,65	0,58
Проницаемость	5	+10, -10	0,0051	0,005	0,0051	0,005	0,0051

Рисунок 2.12 – Исходная выборка данных для поиска аналогий

Двухмерный режим сравнения абсолютных значений (рисунок 2.13 (а)) демонстрирует отсутствие связи между некоторыми данными (значения параметров откладываются от левой грани модели, горизонтальные оси соответствуют выбранным параметрам и располагаются в соответствии с их весовыми коэффициентами) вследствие того, что в выборке присутствуют значения параметров различных пластов (пород-коллекторов, вмещающих углеводороды).

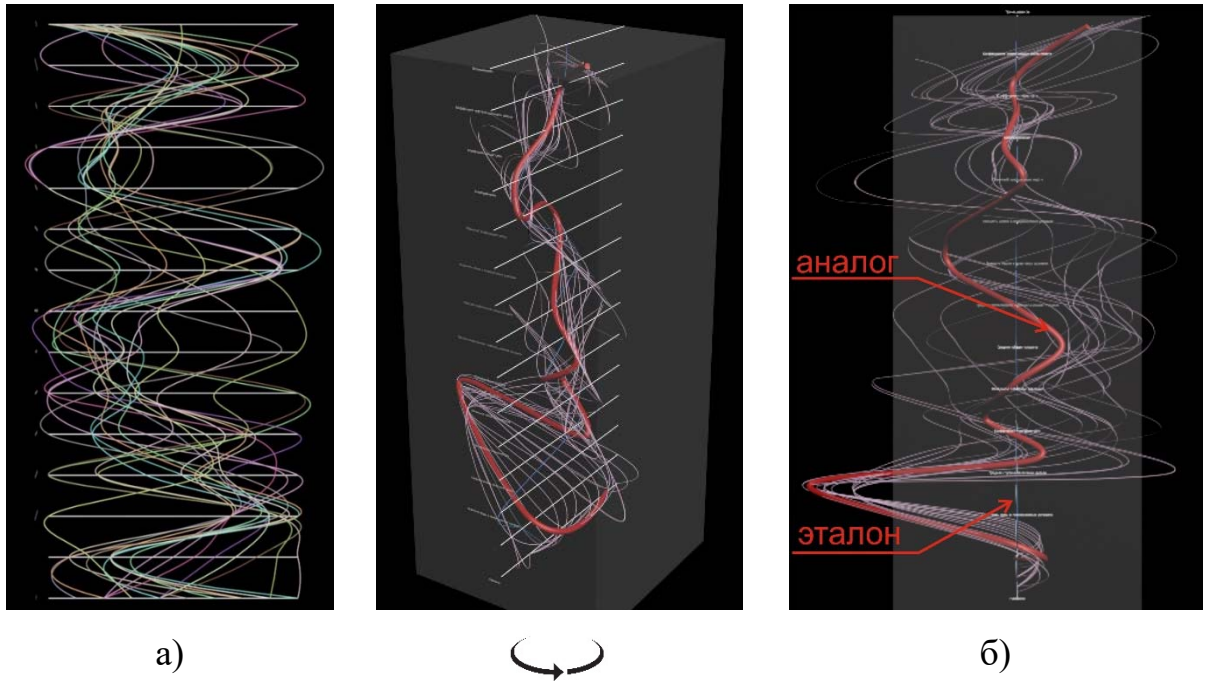


Рисунок 2.13 – Визуальная модель данных для задачи поиска аналогий

Трехмерный режим поиска аналогий показан на рисунке 2.13 (б):

- центральная ось – эталон – месторождение, для которого выполняется поиск аналога;
- цветные линии по ряду параметров характеризуют месторождения – кандидатов, – среди которых выполняется поиск аналогов и показывают отклонения параметров кандидатов от эталона в большую либо меньшую сторону;
- полупрозрачный параллелепипед обозначает доверительный интервал – интервал, заданный пользователем, попадание кандидата в который говорит о его аналогичности исследуемому объекту;
- линия с большей толщиной – кривая параметров месторождения-аналога, выбранного проектировщиком в качестве решения задачи, как наиболее близкая к эталону по всей совокупности рассматриваемых параметров [97].

Поиск аналога сводится к выбору экспертом наиболее близкого (по мнению эксперта) объекта из набора данных, при этом критерий близости (доверительный интервал) задается экспертом при построении модели, но при отсутствии решения может быть изменен.

Представленный метод совмещает в одной трехмерной визуальной модели традиционный двухмерный анализ абсолютных значений параметров, анализ отклонений параметров от эталонного, ранжирование параметров по весовым коэффициентам, использование доверительного интервала, масштабирование значений параметров для лучшего восприятия пользователем. Все перечисленное, а также интерактивность трехмерной модели (возможность изменить ракурс и масштаб, как всей модели, так и отдельных ее параметров для оценки локальных эффектов) обеспечивает интуитивное восприятие пользователем больших массивов информации и позволяет сократить время анализа визуальной модели и принятия решений [97].

Использование трехмерной визуальной модели данных месторождений (рисунок 2.13) позволяет оперативно находить решение задачи поиска аналогий. Это, в свою очередь, позволяет восполнять недостающие данные и строить корректные геологические и гидродинамические модели пластов месторождений (в соответствии с действующими регламентными документами [74, 75]), а также выполнять прогнозное моделирование разработки.

Основной эффект от использования представленной трехмерной визуальной модели данных состоит в том, что одна такая модель заменяет массив двухмерных моделей, которые приходится анализировать эксперту при традиционном подходе (рисунок 2.10), используя ряд универсальных и специализированных программных средств. Модель представляет собой инструмент для анализа данных экспертом, который позволяет ему принять обоснованное решение в условиях информационной неопределенности.

Использование разработанной визуальной модели позволяет быстро обнаруживать в исследуемых данных объекты, близкие между собой, с точки зрения наблюдателя и признанных им принципов. Такой подход позволяет быстро и эффективно оценивать, анализировать и сравнивать между собой большие объемы данных, что затратно по времени при использовании традиционных способов анализа.

Представленная визуальная модель позволяет решать широкий спектр задач, связанных с анализом больших объемов разнородных данных. Такая модель позволяет производить верификацию исходных данных, валидацию прогноза разработки месторождений, а также выполнять экспресс-оценку полученного проектного решения с учетом имеющегося опыта разработки аналогичных объектов.

2.3.2. Метод верификации исходных данных на основе трехмерных визуальных моделей

В управлении разработкой месторождения остро стоит проблема верификации исходных данных, т.к. данные характеризуются большими объемами и разнородностью, а процесс моделирования – тем, что ошибки, допущенные в исходных данных, накапливаются и растут при переходе к моделям более высокого уровня. Сами же исходные данные часто изобилуют ошибками из-за своей неструктурированности и неформализованности. Трехмерная визуальная модель данных позволяет реализовать метод верификации и быстро и эффективно выявлять некорректные значения в больших массивах исходных данных.

Исходные данные для создания проекта получаются в ходе выполнения полевых исследований или специальных исследований в скважинах. К таким данным относятся сейсмика, пластопересечения, геофизические исследования скважин (ГИС), исследования керна, гидродинамические исследования (ГДИ), пробы флюидов, испытания скважин и другие (рисунок 2.14).

Из главных особенностей исходных данных, обуславливающих сложность проектно-ориентированного управления разработкой месторождений, можно выделить следующие:

Разнородность (гетерогенность) – неоднородность исходных данных определяет сложность их статистической обработки, а также частые ошибки в массивах данных.

Разноразмерность – для создания проекта разработки месторождений используются данные разной мерности: точечные (результаты исследований проб флюидов), 1D данные (значения свойств пласта по стволу скважины), 2D данные

(2D сейсмика, карты распределения параметров), 3D данные (3D сейсмика), 4D данные (4D сейсмика).

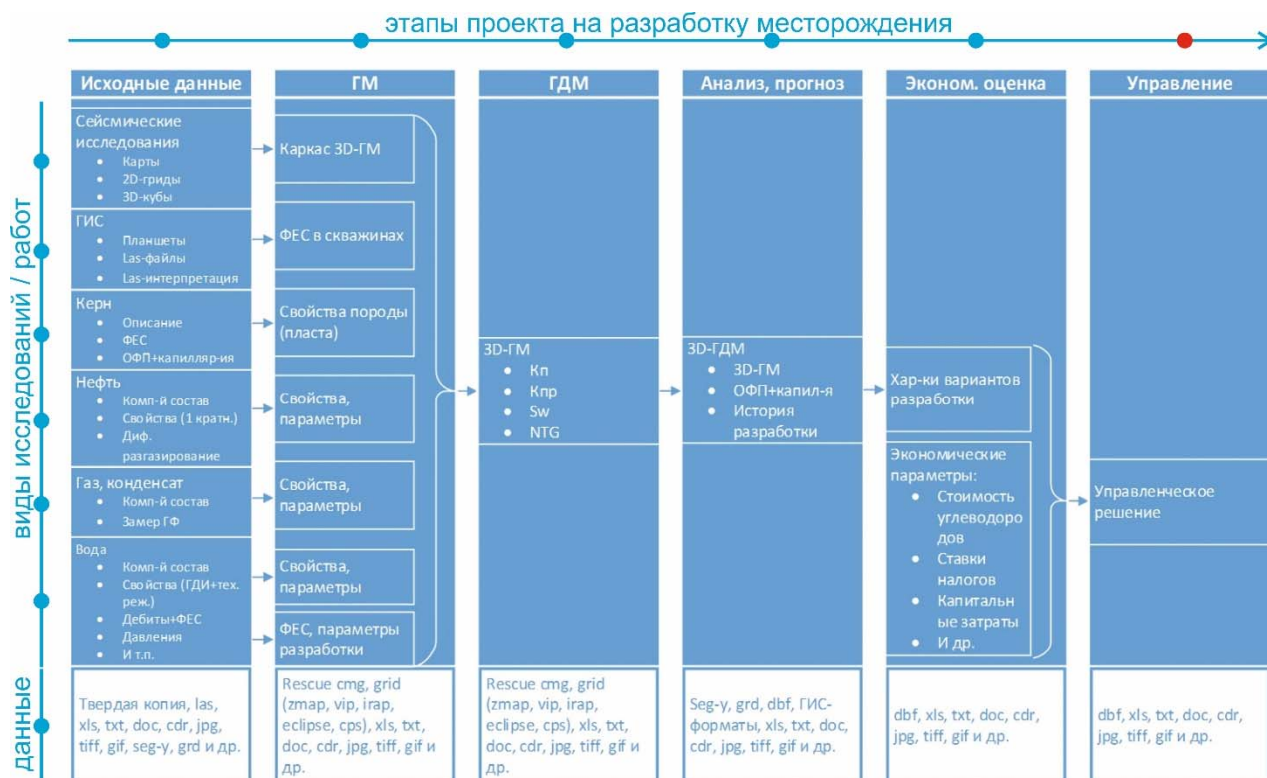


Рисунок 2.14 – Основные виды и форматы данных на стадиях управления разработкой

Большие объемы – такие данные в цифровом виде занимают много дискового пространства, кроме того многие данные представлены в растровых графических форматах или описываются многомерными кубами. Это в свою очередь определяет и частую избыточность данных, необходимость их загрубления или осреднения.

Высокая стоимость получения – стоимость проведения исследований на месторождениях измеряется миллионами рублей, а для многих из них необходимо бурение новых разведочных скважин, поэтому критически важно правильно оценивать места заложения новых скважин.

Большие временные затраты на получение – для проведения исследований характеризуется большими временными затратами. К тому же проблема осложняется труднодоступностью районов проведения исследований – многие месторождения имеют только сезонный доступ и провести исследования возможно лишь в холодный период времени.

Высокий процент ошибок – зачастую полученные пробы признаются некондиционными, а результаты проведенных по ним исследований не могут быть приняты. Это может быть обусловлено ошибками в работе оборудования или человеческим фактором: нарушение условий хранения или отбора проб, повреждение материалов при транспортировке. Ошибочность данных в некоторых случаях может быть определена лишь на последующих стадиях, что говорит о важности раннего обнаружения ошибок путем выполнения верификации исходных данных при препроцессинге.

Отсутствие данных характерно для месторождений, находящихся на ранних этапах жизненного цикла, но может быть обусловлено озвученной выше особенностью. При этом для создания проекта необходим минимальный набор данных, и отсутствующие параметры принимаются «по аналогии», однако стоит отметить, что такая процедура не формализована.

Разные формы представления – в натуральном виде (сырые данные) – кривые параметров, керн до обработки и интерпретации, многие данные по старым скважинам действующих месторождений представлены на бумаге и не оцифрованы. Цифровое представление данных может быть как в виде растровой скан-копии документа, так и в числовом представлении.

Неоцифрованность – несмотря на широкое распространение информационных технологий все еще остается проблема неоцифрованности данных, полученных на действующих месторождениях в старых скважинах. Это приводит и к частой утери многих данных, хранящихся на бумажных носителях.

Отсутствие формализации – форматы представления результатов исследований могут изменяться со временем и в зависимости от исполнителя работ. Такая особенность осложняет препроцессинг исходных данных, может приводить к путанице и ошибкам в проектах.

Отсутствие централизованного хранения характерно как правило для небольших компаний-недропользователей и приводит к сложности поиска и обработки необходимых данных.

Разные типы и форматы – нет единого унифицированного формата данных, разнообразие программного обеспечения для управления разработкой месторождения усугубляет эту проблему, однако стоит отметить, что современные пакеты моделирования поддерживают широкий набор форматов данных. Но все же это не исключает необходимости использования дополнительных программных средств или конвертеров (зачастую разрабатываемых под конкретные задачи проектировщиками) для обработки данных.

Перечисленные особенности исходных данных определяют сложность их обработки и выполнения операций препроцессинга, а также важность верификации. Кроме того, большое значение для сокращения времени принятия решений имеет раннее обнаружение ошибок в исходных данных, т.к. процесс моделирования характеризуется тем, что ошибки, допущенные в исходных данных, накапливаются и растут при переходе к моделям более высокого уровня. Сами же исходные данные часто изобилуют ошибками из-за своей неструктурированности и неформализованности. Трехмерная визуальная модель данных позволяет реализовать метод верификации и выявлять некорректные значения в массиве исходных данных.

Главным преимуществом трехмерной визуальной модели данных является то, что эксперту предоставляется целостная картина всего имеющегося массива данных и в процессе анализа критерии поиска решения могут быть изменены экспертом, в то время как при традиционном статистическом анализе критерии задаются жестко.

В соответствии с основными принципами комплексного подхода, сформулированными ранее, управление разработкой должно сопровождаться постоянной верификацией исходных данных и моделей.

Препроцессинг исходных данных подразумевает их верификацию. Это критически важно при управлении разработкой, т.к. ошибки накапливаются в процессе. Традиционным является численное решение задачи верификации на основе набора правил, пример которых для Юрских отложений месторождений Томской области приведен в таблице 2.7. Ограничения в таких правилах зависят от условий залегания месторождения и типа коллектора.

Таблица 2.7 – Пример правил для логической верификации
исходных данных

Наименование	Ед. измер-я	Условие
Коэффициент пористости	д. ед.	$0,1 > K_p < 0,25$
Коэффициент нефтенасыщенности пласта	д. ед.	$0,4 > K_{nn} < 0,7$
Проницаемость	мкм ²	$0,1 > K_{пр} < 30$
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	$\mu_o < 1,2$
Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	$0,8 < \rho_o < 0,95$
Объемный коэффициент нефти	д. ед.	$1,1 < B_o < 1,2$
Газосодержание	м ³ /т	$30 < G < 150$

Предлагается метод верификации исходных данных на основе трехмерной визуальной модели данных. В отличие от метода поиска аналогий, где выполняется сравнение массива дискретных данных по группе месторождений, а кривая в модели данных является характеристикой объекта по набору его параметров, в модели метода верификации выполняется логическая верификация массива динамических данных. В двухмерном режиме такая модель позволяет выполнять анализ значения массива параметров, в трёхмерном режиме выполняется анализ отклонений параметров от эталонного значения (которым может быть среднее значение либо значение, признанное экспертом корректным), а также устанавливается доверительный интервал – допустимые минимум и максимум значений.

Фрагмент исходных данных по одному из показателей для анализа разработки и адаптации месторождения – объемы добычи нефти по скважинам в год – приведен в приложении 3. Рисунок 2.15 отображает визуальную модель, построенную на этих исходных данных, для их верификации. Стоит отметить, что задачи анализа разработки и адаптации месторождения сводятся к обработке целого ряда таких показателей за весь период эксплуатации месторождения.

В указанной модели горизонтальные оси соответствуют годам разработки месторождения, а в качестве эталона выбрана одна из действующих на месторождении скважин, режим работы которой признан экспертом удовлетворительным. Модель показывает отклонение в объемах добычи нефти скважин от эталонной. При этом для удобства сравнения произведен сдвиг начала работы скважин к одной

точке (при разработке месторождения бурение скважин происходит не одномоментно) – годы условны, а доверительный интервал обозначает допустимый режим работы проектных скважин.

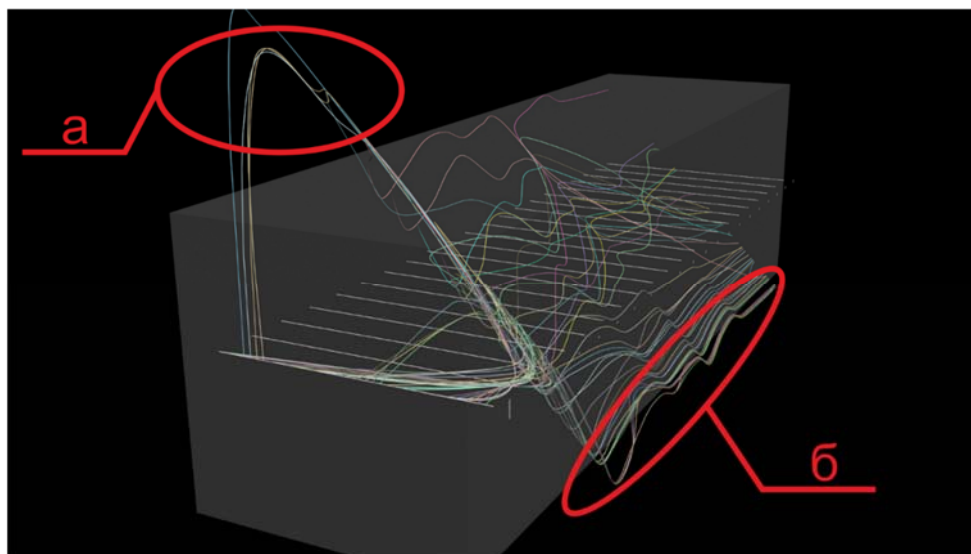


Рисунок 2.15 – Оценка режимов работы скважин

Модель позволяет быстро проанализировать такой объем данных и сделать вывод о том, что режим работы ряда скважин является неудовлетворительным, а именно [74, 101]: объемы добычи части скважин значительно превышают эталонные значения (рисунок 2.15 (а)), что может свидетельствовать об ошибках в исходных данных (например, неверно приведены единицы измерения); динамика добычи других скважин говорит о нецелесообразности их дальнейшей эксплуатации (рисунок 2.15 (б)) – добыча нефти по этим скважинами ниже минимальных значений (по заданным экспертам критериям) – их эксплуатация может быть нерентабельной.

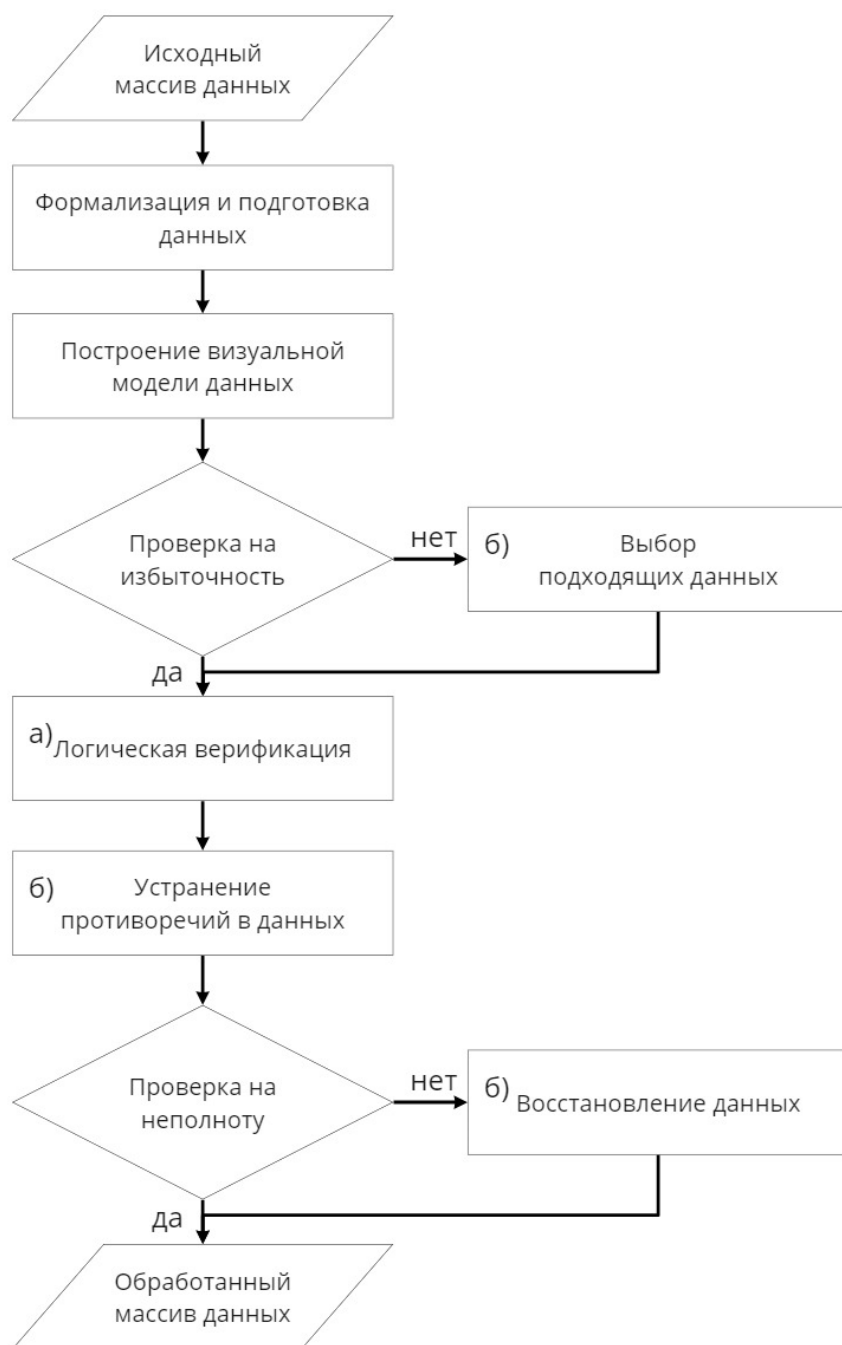


Рисунок 2.16 – Алгоритм препроцессинга исходных данных для моделирования месторождения УВ

соответствие граничным значениям;

- устранение противоречий – проверка на соответствие значений таковым у схожих месторождений;
- проверка на неполноту – оценка достаточности набора исходных данных для решения поставленной задачи.

Разработанные методы поиска аналогий и верификации исходных данных позволили формализовать алгоритм препроцессинга исходных данных для моделирования месторождения УВ (рисунок 2.16), который предполагает выполнение следующих шагов:

- формализация данных – приведение исходных данных к единому формату;
- построение визуальной модели данных выполняется согласно алгоритму, приведенному в разделе 2.3;
- проверка на избыточность;
- логическая верификация – проверка на

В данном алгоритме место метода верификации обозначено «а». Метод поиска аналогий, обозначенный «б» применяется на трех этапах алгоритма:

- 1) выбор подходящих данных – в случае наличия нескольких однотипных исследований по месторождению выбор производится с учетом сравнения с аналогами;
- 2) устранение противоречий в данных – производится сравнение данных с аналогами на предмет противоречий;
- 3) восстановление данных – поиск аналогий для заполнения пробелов в данных при их наличии.

2.4. Усовершенствованная система проектно-ориентированного управления разработкой месторождений

Предложенные авторские решения позволили усовершенствовать существующую систему проектно-ориентированного управления разработкой месторождений (рисунок 2.17), а именно:

- стадии геологического и гидродинамического моделирования объединены, что позволяет получать более достоверную модель месторождения и повысить точность оценки запасов УВ;
- применение метода верификации исходных данных и поиска аналогий на стадии обработки исходных данных позволяет повысить достоверность моделей;
- разработанное ПО J-Function позволяет на основе керновых исследований в скважинах находить J-функцию для распределения коэффициента водонасыщенности в модели пласта;
- для формирования системы размещения прогнозных скважин используется ПО GDM-Tool;
- авторское ПО Economics позволяет выполнять экономическую экспресс-оценку варианта разработки на стадии прогнозного моделирования, снижая тем самым итеративность;
- разработанное ПО RePort используется для формирования текстовой и табличной отчетности по результатам моделирования на разных стадиях управления,

снижая влияние человеческого фактора на эффективность управления разработкой месторождения.

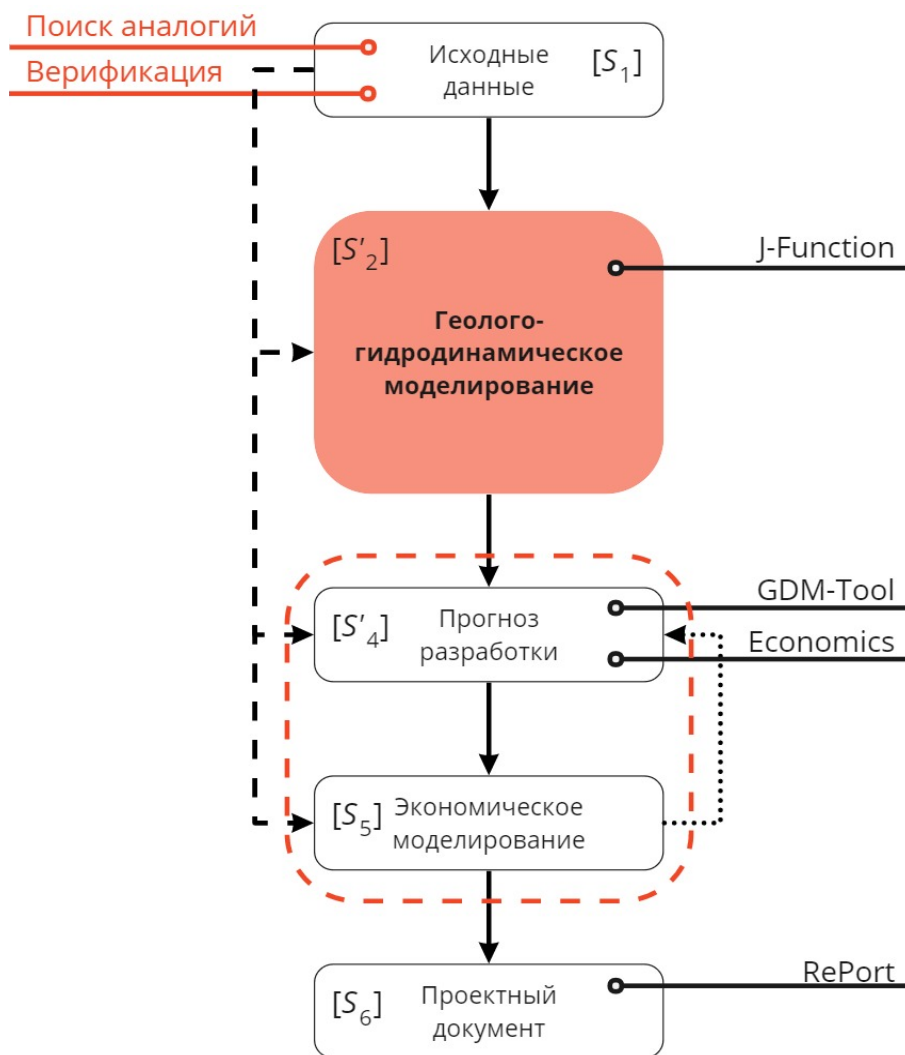


Рисунок 2.17 – Усовершенствованная система проектно-ориентированного управления разработкой месторождения углеводородов

Усовершенствованная система проектно-ориентированного управления разработкой месторождений позволяет повысить как эффективность самого процесса, так и достоверность проектного решения.

Выводы

Для повышения эффективности проектно-ориентированного управления разработкой месторождения УВ в ходе исследований разработаны авторские решения:

- новая системная модель проектно-ориентированного управления разработкой месторождения УВ, позволяющая в комплексе учитывать компоненты и условия при решении задач управления разработкой;

- комплексный подход к моделированию месторождения, базирующийся на основных принципах комплексного подхода и комплексировании исходных данных и моделей пластов, позволяющий повысить эффективность проектного управления;
- метод поиска аналогий и метод верификации исходных данных на основе трехмерных визуальных моделей данных, повышающие информированность ЛПР в условиях высокой информационной неопределенности;
- усовершенствованная система проектно-ориентированного управления разработкой месторождений.

Предложенные решения учитывают главную особенность управления разработкой месторождения – управление такой системой осуществляется через управление проектами, поэтому проектная деятельность становится частью процессной, а управление носит проектно-ориентированный характер.

Результаты исследований позволяют восполнить имеющиеся в существующей системе управления пробелы и повысить эффективность процесса управления, повысить достоверность моделей пластов и снизить процент ошибок в принимаемых на разных стадиях решениях.

Усовершенствованная система проектно-ориентированного управления разработкой месторождения УВ позволяет устранить существующее противоречие в управлении разработкой и в комплексе учитывать все аспекты проектно-ориентированного управления, в том числе внешние и внутренние условия, а также человеческий фактор.

3. ТЕСТИРОВАНИЕ МОДЕЛЕЙ И МЕТОДОВ ПОДДЕРЖКИ ПРОЕКТНО-ОРИЕНТИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

3.1. Методика тестирования и оценки результатов исследований

Для выполнения тестирования и апробации разработанных по результатам исследований методов и ПО использовался набор данных (приложение 4) по проектам разработки и истории разработки (фактические показатели эксплуатации) 16 месторождений Томской области в период с 2004 по 2019 годы. Достоверность проектов подтверждена успешно пройденными процедурами экспертизы и защиты в государственных комиссиях по запасам и разработке. Договором предусмотрено неразглашение информации, поэтому месторождениям присвоены условные названия М1...М16. Всего в данный период было выполнено 45 проектов подсчетов запасов (ОПЗ, ПЗ) и прогноза разработки (ТЭО КИН, ППЭ, ТСР, ДТСР), все проекты успешно прошли процедуры экспертизы и защиты в государственных комиссиях. В таблице 3.1 представлено количество выполненных проектов с разбивкой по годам и типам.

Имеющиеся данные включаются в себя как исходные данные (сейсмика, дела скважин, данные о бурении скважин, геофизические исследования в скважинах, гидродинамические исследования, пробы флюидов, исследования керна и др.), так и модели пластов, полные комплекты отчетности по проектам, данные о фактической истории разработки (месячные эксплуатационные режимы скважин: дебиты, давления, газовый фактор и пр.). Выбранные для тестирования месторождения обладают близкой степенью изученности и схожи по сложности строения. Промышленная нефтеносность преимущественно связана с песчаными отложениями юрских коллекторов, средняя глубина залегания до 3 000 м, месторождения относятся к группе мелких (1-5 млн. т нефти) и средних (5-30 млн. т нефти), по сложности строения – к группам месторождений простого и сложного строения.

Таблица 3.1 – Набор данных по проектам для тестирования и апробации

	Год	Всего	Подсчеты запасов, шт.		Прогнозы разработки, шт.			
			ОПЗ	ПЗ	ТЭО КИН	ППЭ	ТСР	ДТСР
тестирование	2004	2		1			1	
	2005	1				1		
	2006	3	1	2				
	2007	6		4	1	1		
	2008	6	2	2	1		1	
	2009	5	2			1		2
апробация	2010	2					1	1
	2011	1	1					
	2012	1					1	
	2013	6	2	1	1		1	1
	2014	2					1	1
	2015	1						1
	2016	3	2					1
	2017	3		1		2		
	2019	3	1			2		

Т.к. часть разработанных методов и ПО начала применяться при управлении разработкой с 2010 года, то для проведения эксперимента взят период с 2004 по 2009 годы. Период с 2010 по 2019 год отнесен к апробации.

Критерии оценки результатов исследований приведены в таблице 3.2. Предполагается оценка разработанных моделей, методов и программного обеспечения на соответствующих их назначению этапах подсчета запасов или прогноза разработки.

В тестировании приняла участие 2 экспертных группы по разработке месторождений углеводородов. 1 группа экспертов выполняла создание проектов стандартными подходами и методами, 2 группа экспертов – с использованием разработанных решений – по усовершенствованной системе. Затем производилось сравнение полученных результатов.

Данные для проведения тестирования включают 23 проекта по месторождениям Томской области, из которых 14 подсчетов запасов и 9 проектов прогноза разработки. По ряду месторождений проекты повторяются, однако отличаются исходными данными вследствие изменения представлений о строении.

Таблица 3.2 – Критерии оценки результатов исследований

	Критерий оценки	КМ	Методы		ПО			Система управления
			поиска аналогий	верификации исходных данных	J-Function	GDM-Tool	RePort	
Процесс управления	время выполнения	-	ПЗ / прогн.	ПЗ / прогн.	ПЗ	прогн.	-	ПЗ / прогн.
	количество итераций	прогн.	-	-	-	-	-	-
Проектное решение	достоверность	ПЗ	-	-	-	-	-	-
	количество обнаруженных ошибок в исходных данных	-	-	ПЗ / прогн.	-	-	-	-
Проектный документ	время выполнения	-	-	-	-	-	прогн.	-
	количество ошибок в отчетности	-	-	-	-	-	ПЗ / прогн.	-

Создание проекта разработки месторождения повторяется с интервалом в несколько лет, это позволяет оценить достоверность предыдущих проектных решений. Для оценки достоверности проектных решений выполнялся анализ разработки и точности подсчета запасов на разных витках процесса управления, следующих друг за другом (рисунок 3.1). Оценка выполняется по ряду параметров, ключевым среди которых являются объемы геологических и извлекаемых запасов углеводородов, кроме того выполняется оценка таких параметров как:

- коэффициент пористости;
- коэффициент нефтенасыщенности;
- площади залежи;
- средняя эффективная нефтенасыщенная толщина.

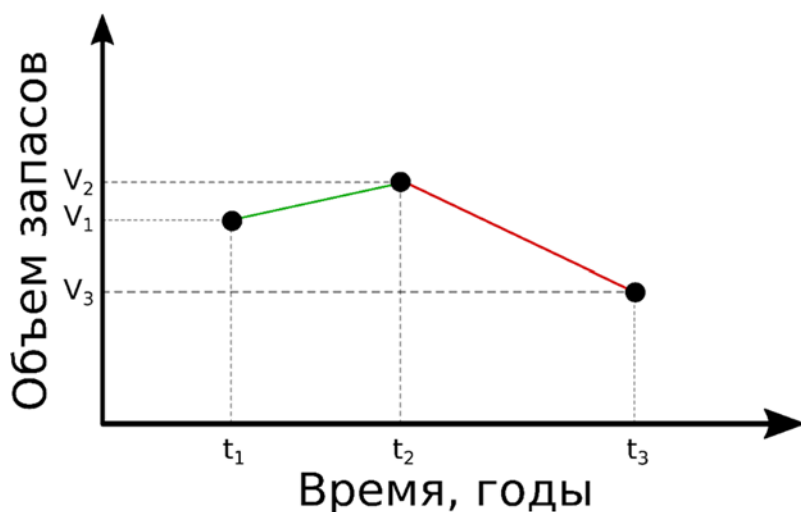


Рисунок 3.1 – Оценка достоверности проектных решений

В примере, приведенном на рисунке 3.1, выполнено 3 подсчета запасов в моменты времени t_1 , t_2 , t_3 . Объемы утвержденных запасов составили соответственно V_1 , V_2 и V_3 . При этом по результатам второго подсчета произошел прирост запасов, а по результатам третьего – списание. Для оценки достоверности

необходимо посчитать процентное изменение в объеме запасов между различными проектами. Например, при выполнении проекта Y_2 оценка достоверности предыдущего подсчета может быть выполнена по формуле:

$$T_{1-2} = (V_2 - V_1) / V_1, \quad (3.1)$$

где T – достоверность подсчета запасов. $T_{1-3} < T_{1-2}$ – первый подсчет запасов был более точным, нежели второй. При этом последний подсчет запасов считается наиболее достоверным, т.к. построен на более полном наборе исходных данных.

Оценка достоверности прогноза разработки требует выполнения анализа разработки в период действия утвержденного проектного документа с выявлением причин невыполнения утвержденных показателей, если таковое имеется.

Достоверность прогноза определяется точностью представлений о геологическом строении месторождения, то есть достоверностью подсчета запасов, поэтому крайне важно использовать всю доступную информацию для моделирования и подключать имеющиеся данные о фактических режимах эксплуатации действующих скважин и показателях разработки месторождения.

Достоверность прогноза подтверждается выполнением утвержденных проектом показателей разработки. Однако необходимо разделять причины невыполнения, так как помимо недостоверности прогноза (ошибки моделирования либо следствия недостоверности подсчета запасов) причинами невыполнения показателей могут быть:

- действия недропользователя;
- действия подрядчика;
- внешние и иные обстоятельства непреодолимой силы.

Важно закладывать в прогноз выполнимые показатели, а также учитывать инфраструктурные возможности и технические характеристики применяемого оборудования (технологическая модель), что достигается путем комплексирования всей доступной информации.

Оценка выполнения утвержденного проектного решения выполняется по следующим показателям:

- бурение и ввод скважин (по годам и накопленные, по категориям скважин и суммарно);
- дебит нефти (в среднем по действующему фонду скважин, по новым скважинам);
- обводненность продукции скважин (средняя и накопленная);
- добыча нефти (годовая и накопленная);
- коэффициент извлечения нефти.

Сравнение приведенных выше фактических показателей разработки с заложенными в проект позволяет оценить степень выполнения прогнозного решения. Далее выполняется анализ причин отклонения показателей, по результатам которого делается вывод о достоверности данного прогноза разработки.

Для оценки времени выполнения операций на стадиях управления рассчитано среднее время выполнения операций по группе экспертов.

Итеративность оценивалась путем подсчета количества итераций пересчета при настройке прогнозных вариантов разработки.

Оценка метода верификации исходных данных выполнялась путем подсчета времени их анализа экспертом и выдачи его заключения об их корректности, а также подсчета количества выявленных экспертом ошибочных значений.

3.2. Тестирование комплексного подхода к моделированию месторождения

Оценка эффективности применения комплексного подхода к моделированию месторождения выполнялась по влиянию на:

- достоверность (в плане точности оценки объема запасов) геологической модели и подсчета запасов;
- итеративность при выполнении прогноза разработки.

Для оценки достоверности подсчета запасов на основе комплексного подхода к моделированию из набора данных (Таблица 3.1) выбрано месторождение М6 (приложение 4) Томской области, для которого было создано более одного проекта подсчета запасов, имеются геологические модели и протоколы утвержденных на их основе запасов нефти, а также данные о пробуренных эксплуатационных скважинах и ретроспективная информация по режимам их эксплуатации.

Первый подсчет запасов на месторождении выполнен в 2006 году (таблица 3.3), последующие – в 2008 и 2011 годах. Промышленная разработка месторождения ведется с 2008 года (по результатам выполнения первого проекта на разработку месторождения) по настоящее время (данные имеются по 2016 год). Для

сравнения с имеющимися данными по проектам разработки месторождения на основе истории разработки корректировку модели возможно выполнить в по данным 2008 и 2011 годов.

Таблица 3.3 – Проекты по месторождению по годам

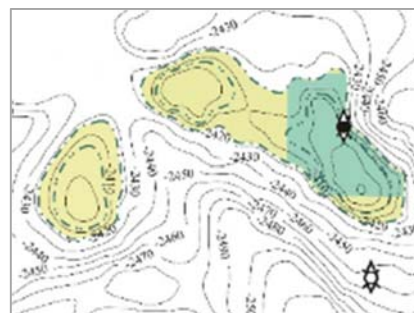
	Подсчет запасов	Проект разработки	Корректировка модели
2006	✓		
2007		✓	
2008	✓		✓
2009		✓	
2010			
2011	✓		✓
2012		✓	
2013			
2014		✓	
2015			
2016		✓	

В качестве иллюстрации изменений представлений о геологическом строении месторождения на рисунке 3.2 приведены структурные карты кровли продуктивного пласта в разные годы подсчетов запасов, утвержденных на государственном уровне. На рисунке 3.3 представлена история создания проектов по данному месторождению: выполненные в разные годы подсчеты запасов (ПЗ) и соответствующие им утвержденные объемы запасов нефти в тыс. тонн, годы выполнения и периоды действия проектных технологических документов (ПТД) на разработку месторождения, проектные и фактические объемы годовой добычи нефти.

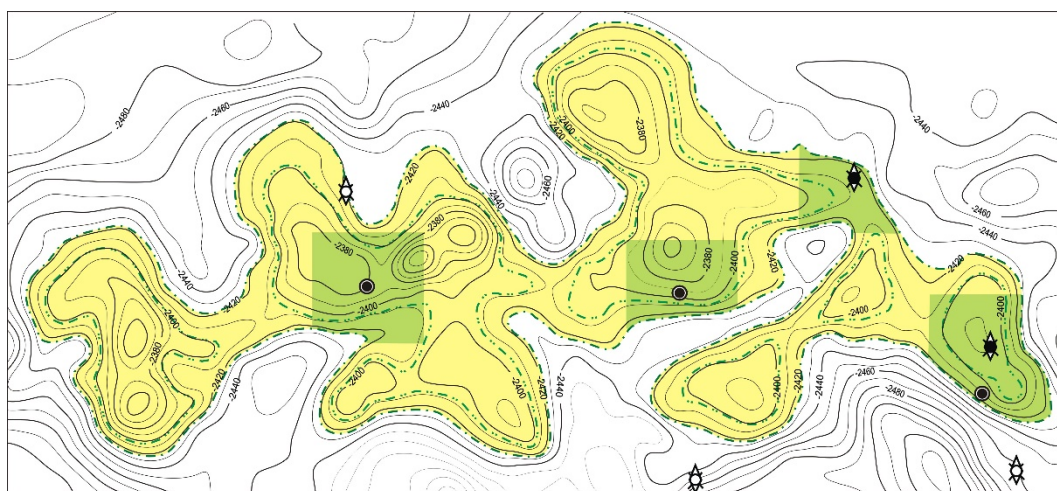
Объем утвержденных в 2006 году запасов нефти на месторождении составил 5 825 тыс. т. Данный подсчет был выполнен только по восточной части залежи (рисунок 3.2 (а)), в которой был получен приток нефти из пробуренной скважины, в других залежах нефтеносность на тот момент не была подтверждена.

В 2007 году на основе первого подсчета запасов разработан и защищен первый проектный документ по месторождению, согласно которому с 2008 года начи-

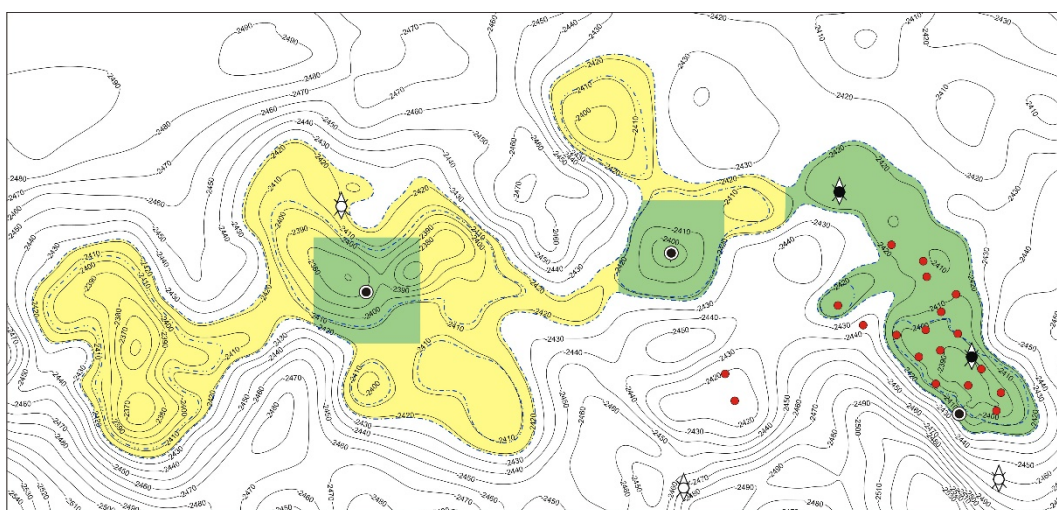
нается его промышленная эксплуатация. Получение притоков нефти в 3 пробуренных скважинах дает основания выполнить новый подсчет запасов в 2008 году и поставить на баланс недропользователя остальные залежи нефти (объем запасов увеличивается до 17 744 тыс. т) – площадь залежи увеличилась.



а)



б)



в)

Рисунок 3.2 – Изменение представлений о геологическом строении месторождения во времени: а) 2006 год, б) 2008 год, в) 2011 год

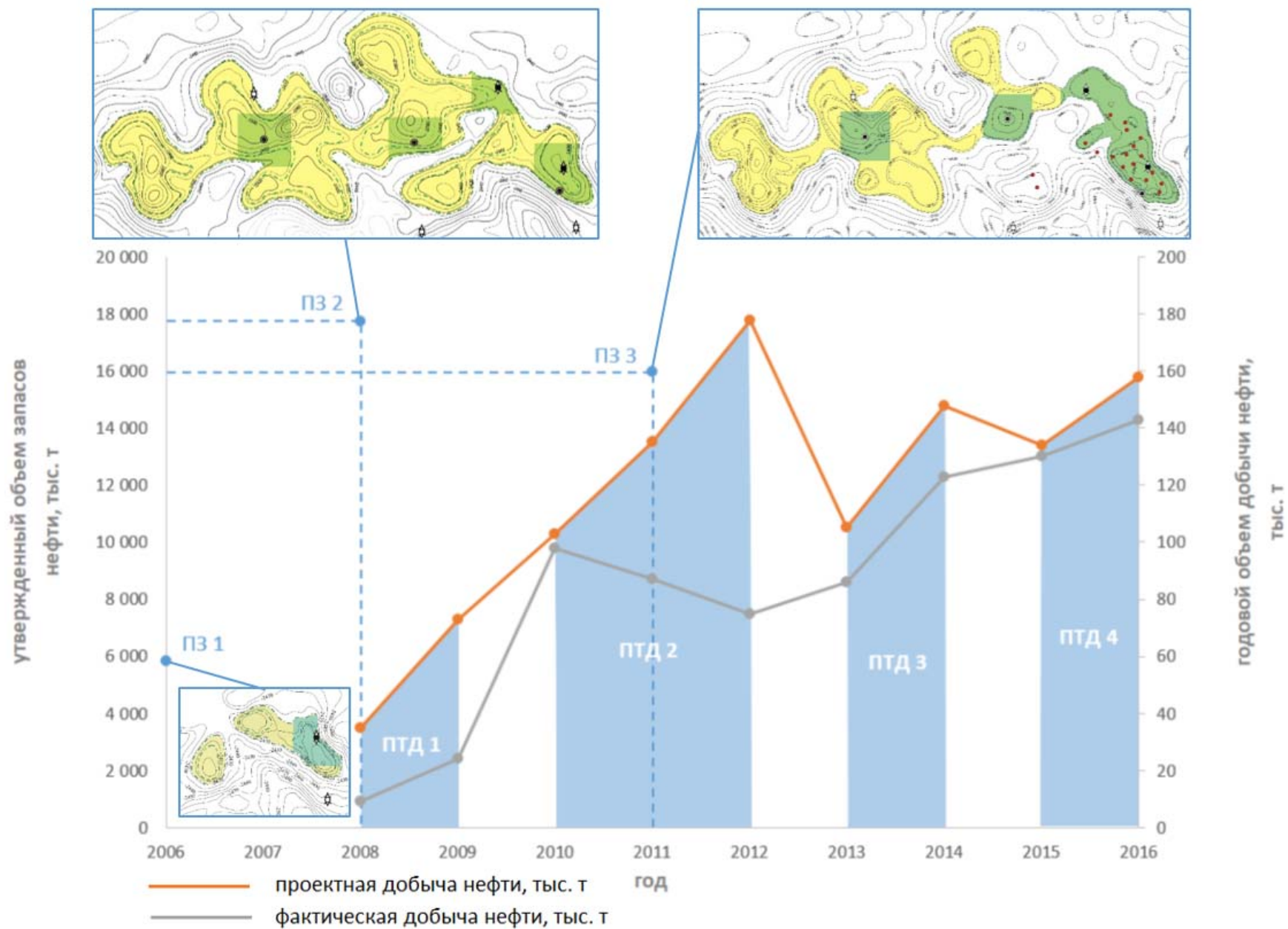


Рисунок 3.3 – История разработки месторождения

На основе второго подсчета запасов в 2009 году разработан новый проектный документ на эксплуатацию месторождения, который предполагает интенсивное разбуривание залежи – бурится 19 новых скважин, большая часть из которых не подтверждает нефтеносность части залежи. На основании чего в 2011 году выполняется третий подсчет запасов, который уменьшает площадь залежи и происходит списание запасов – их объем снижается до 15 973 тыс. т нефти.

Каждый проектный документ на разработку месторождения подразумевает выполнение анализа его разработки. В числе причин недостижения утвержденных проектных показателей помимо завышенных ожиданий и ошибочности представления о геологическом месторождении экспертами в отчетах по данному месторождению указывается более высокая нежели в проекте обводненность продукции скважин, которую в модели наряду с относительными фазовыми проницаемостями определяет свойство начальной водонасыщенности. Таким образом, в данном случае можно говорить о завышенном значении начальной нефтенасыщенности в модели.

Для постановки на государственный баланс запасы нефти оцениваются как сумма запасов всех ячеек эффективной нефтенасыщенной части 3D-геологической модели объемным методом по формуле:

$$Vo = \rho_o * Bo * \sum_{i=1}^n (Vb_i * K_{пi} * K_{ннi}), \quad (3.2)$$

где Vo – объем запасов нефти, тыс. т; i, n – соответственно индекс и количество ячеек в модели; Vb_i – объем породы, тыс. м³; Kn_i – коэффициент пористости, д. ед.; $K_{ннi}$ – коэффициент нефтенасыщенности i -й ячейки модели, д. ед.; ρ_o – плотность нефти, т/м³; Bo – объемный коэффициент нефти, д. ед.

При этом в системе двух фаз (нефть-вода) сумма насыщений равна единице, поэтому $K_{нн}$ в каждой ячейке модели рассчитывается по формуле:

$$K_{нн} = 1 - \left(\frac{3,183 * (\rho_w - \rho_o) * g * h}{A * \gamma * \cos(\theta)} * \sqrt{\frac{K_{пр}}{K_{п}}} \right)^{-\frac{1}{B}}, \quad (3.3)$$

где ρ_w – плотность воды, т/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; h – высота относительно уровня свободной воды, м; γ – поверхностное натяжение между

нефтью и водой; θ – угол смачиваемости; $K_{пр}$ – проницаемость пласта, мД; A и B – коэффициенты степенной зависимости J-функции Леверетта, которая имеет вид:

$$J(S_w) = A * S_w^{-B}. \quad (3.4)$$

Расчет коэффициентов A и B производится разработанным с участием автора данной работы программным обеспечением J-Function на основе результатов исследований керна.

При геологическом моделировании расчет проницаемости в моделях производится на основе результатов геофизических исследований в скважинах как функция от пористости. Для корректировки проницаемости в модели 2008 года были проанализированы начальные фактические дебиты скважин, после чего по закону Дарси выполнен расчет значений проницаемости в районе скважин:

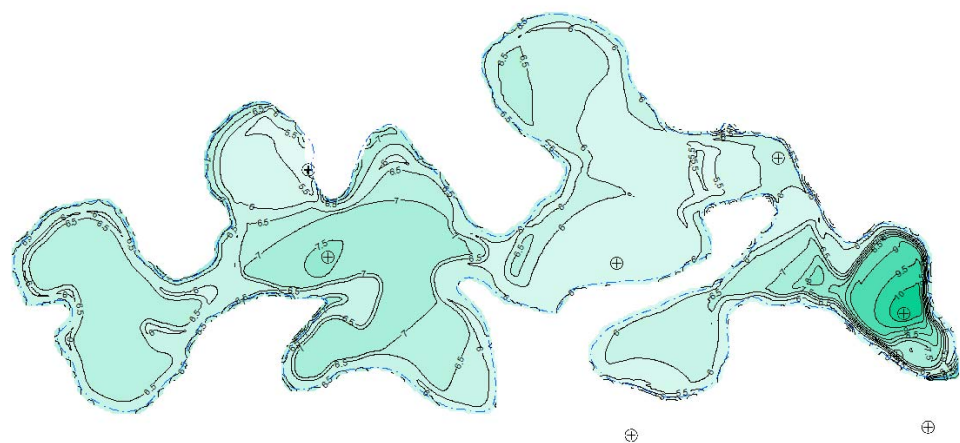
$$K_{пр} = q_0 * \frac{18.41 * \mu_o * B_o * \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right)}{h_{эф.нн} * (\bar{P}_r - P_{wf})}, \quad (3.5)$$

где q_0 – дебит нефти, м³/сут; $h_{эф.нн}$ – эффективная мощность пласта, м; $\bar{P}_r$ – среднее пластовое давление, атм; P_{wf} – забойное давление скважины, атм; μ_o – вязкость нефти в пластовых условиях, сПз; r_e – радиус дренирования, м; r_w – радиус скважины, м; S – скин-фактор.

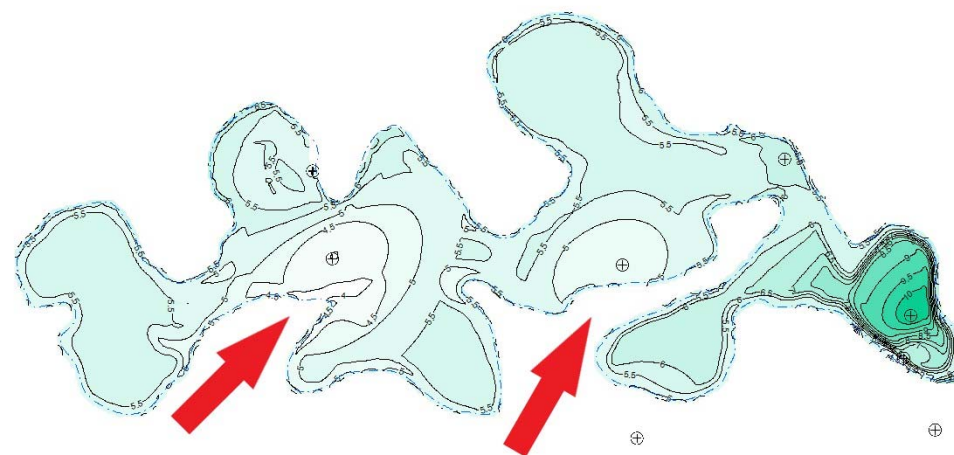
Интерполяция новых значений проницаемости в объеме модели пласта позволяет выполнить корректировку начальной нефтенасыщенности и дальнейший пересчет начальных запасов нефти.

Среднее значение проницаемости по залежи существенно снизилось – на 54,3 % (с 6,79 мД до 3,1 мД), нефтенасыщенности – на 11,9 % (с 0,579 д. ед. до 0,51 д. ед.), что привело к сокращению пересчитанного объема запасов нефти на 9 % (с 17 744 тыс. т до 16 276).

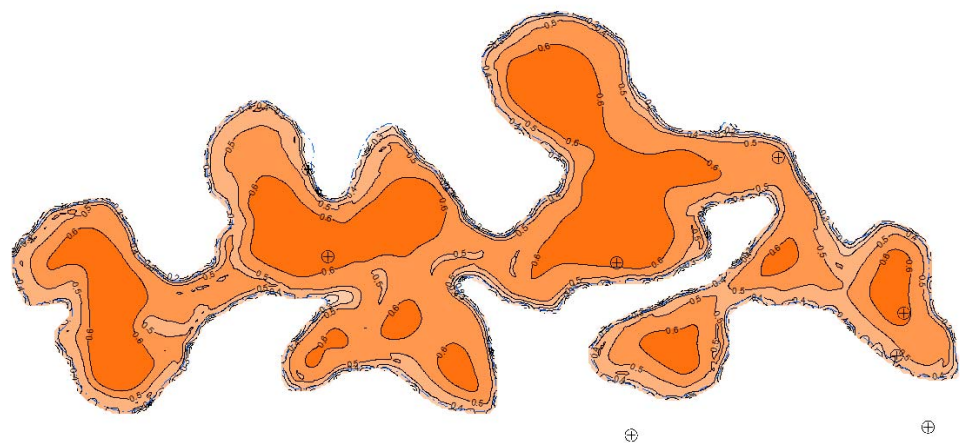
Комплексный подход при геологическом моделировании позволил получить более корректное распределение (рисунок 3.4) проницаемости, начального насыщения и начальных запасов нефти по площади и в объеме модели пласта.



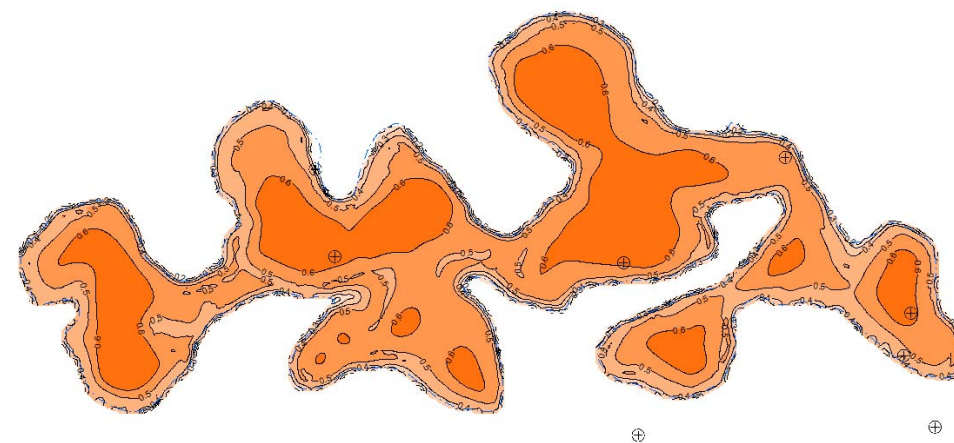
а)



б)



в)



г)

Рисунок 3.4 – Карты средних значений проницаемости: а) утвержденная модель, б) скорректированная; карты средних значений нефтенасыщенности: в) утвержденная модель, г) скорректированная

Пересчитанные таким образом параметры оказались ближе по значениям к параметрам, полученным в проекте 2011 года, когда произошло списание 10% запасов нефти. Таким образом представленный подход позволил более точно оценить параметры месторождения при данных условиях.

Также стоит отметить, что скорректированная таким образом модель позволяет получить более точное прогнозное решение на разработку месторождения. Одной из особенностей проектно-ориентированного управления разработкой месторождений УВ является то, что при принятии решений о стратегии его эксплуатации рассматривается большое количество прогнозных вариантов разработки, каждый из которых требует итеративной настройки. В окончательный проектный документ, как правило, входит от двух до пяти вариантов разработки – в зависимости от сложности строения месторождения, типа проекта и других параметров. Из этих вариантов один рекомендуется недропользователю в качестве стратегии разработки. Настройка каждого из вариантов выполняется в среднем за 10 итераций, однако стоит отметить, что настройке окончательных вариантов может предшествовать расчет вариантов для выбора системы размещения проектных скважин (пятиточечная, семиточечная, девятиточечная, рядная, избирательная), а также расстояния между скважинами, то есть прогноз разработки выполняется в 2 этапа:

- выбор системы размещения проектных скважин;
- выбор стратегии разработки месторождения.

Для демонстрации объемов работ и влияния количества итераций настройки прогнозного варианта на общее время проектной деятельности приведена таблица 3.4, показывающая количество прогнозных вариантов в реальных проектах, выполненных по двум месторождениям из имеющегося набора данных.

Таким образом общее количество вариантов прогноза разработки по месторождению может быть более 10. Время одной итерации включает в себя время расчета модели и настройки ее параметров и варьируется от нескольких часов до недели в зависимости от сложности и размерности модели, количества фаз и других параметров. Для упрощения эксперимента по каждому проекту рассматривался только один вариант разработки.

Таблица 3.4 – Количество вариантов разработки месторождения

Место-рожде-ние	Проект	Объект разработки	Количество вариантов		
			Для выбора системы размещения скважин	Для выбора стратегии разработки	Всего
М6	ОПЗ и ТСП	Ю ₁ ¹⁻²	3	5	8
М4	ДТСП	Б ₁₀	3	4	27
		Ю ₁ ³⁻⁴	3	4	
		Ю ₁₄	3	4	
		М, 1 залежь	-	3	
		М, 2 залежь	-	3	

Оценка влияния комплексного подхода на итеративность выполнялась путем подсчета количества итераций расчета одного прогнозного варианта разработки до получения требуемого результата по существующей системе и с использованием авторского ПО Economics для экономической экспресс-оценки. Результаты приведены в таблице 3.5 и на рисунке 3.5.

Таблица 3.5 – Количество итераций для настройки прогнозного варианта разработки месторождения

Тип проекта	Набор тестовых данных	Среднее количество итераций, шт.		Эффект, %
		Существующая система	Усовершенствованная система	
Прогноз разработки	1	7,1	4,8	32,4
	2	7,8	6,0	23,1
	3	6,3	4,8	23,8
	4	5,7	4,8	15,8
	5	10,2	7,2	29,4
	6	9,5	7,2	24,2
	7	5,8	4,8	17,2
	8	9,3	7,2	22,6
	9	14,9	9,6	35,6

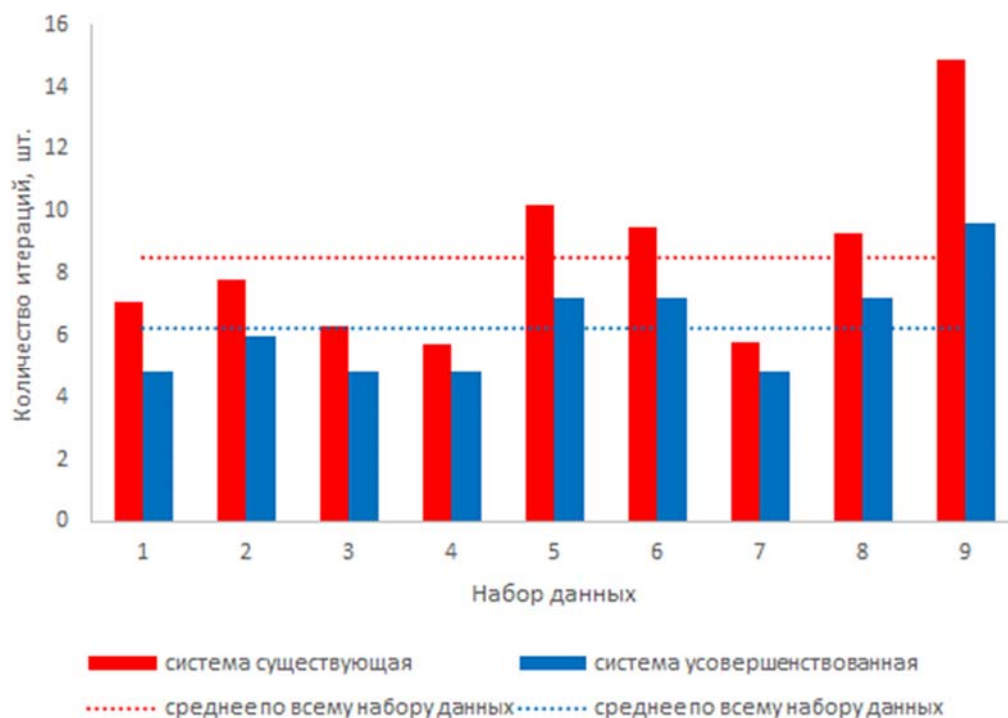


Рисунок 3.5 – Количество итераций для настройки одного прогнозного варианта

За счет применения экономической экспресс-оценки в среднем количество итераций настройки одного прогнозного варианта удалось сократить на 25%.

3.3. Тестирование разработанных методов

3.3.1. Метод поиска аналогий

Метод поиска аналогий оценивалась по времени выполнения поиска аналогичных месторождений для восполнения недостающих для создания проекта данных. Поиск аналогов выполняется при отсутствии необходимых данных на ранних стадиях ЖЦ месторождений, однако для тестирования метода был использован весь набор данных по месторождениям, чтобы выборка была шире. Двум экспертным группам необходимо было найти ближайший аналог для данного месторождения среди оставшегося набора данных и таким образом восстановить по аналогам недостающие данные в ходе тестов.

Тестирование выполнялось на 14 проектах подсчета запасов, проекты прогноза разработки были исключены из набора тестовых данных, так как поиск ана-

логов выполняется по совокупности геолого-геофизических характеристик месторождения, которые изменяются при подсчетах запасов, но не при прогнозах разработки.

Поиск аналогов выполнялся традиционными методами (на основе личного опыта экспертов, с применением офисного ПО) и с использованием метода поиска аналогий на основе визуальной модели данных. Полученные результаты представлены в таблице 3.6 и на рисунке 3.6.

Стоит отметить, что измерялось время выполнения только непосредственно процедуры поиска аналога без подготовки исходных данных, так как в данном случае процедура подготовки данных была выполнена единожды для всего набора.

Применение метода поиска аналогов позволило сократить время выполнения данной операции в среднем на 31%.

Таблица 3.6 – Результаты измерений времени выполнения экспертами поиска аналогов

Тип проекта	Набор тестовых данных	Время выполнения, мин.		Эффект, %
		Существующая система	Усовершенствованная система	
Подсчет запасов	1	15,1	12,6	16,6
	2	16,7	14,4	13,8
	3	12,3	9,0	26,8
	4	15,5	9,0	41,9
	5	16,8	10,8	35,7
	6	19,9	12,6	36,7
	7	15,1	9,0	40,4
	8	9,9	6,3	36,4
	9	15,4	12,6	18,2
	10	15,2	10,8	28,9
	11	17,8	10,8	39,3
	12	19,6	12,6	35,7
	13	11,6	9,0	22,4
	14	12,0	7,2	40,0

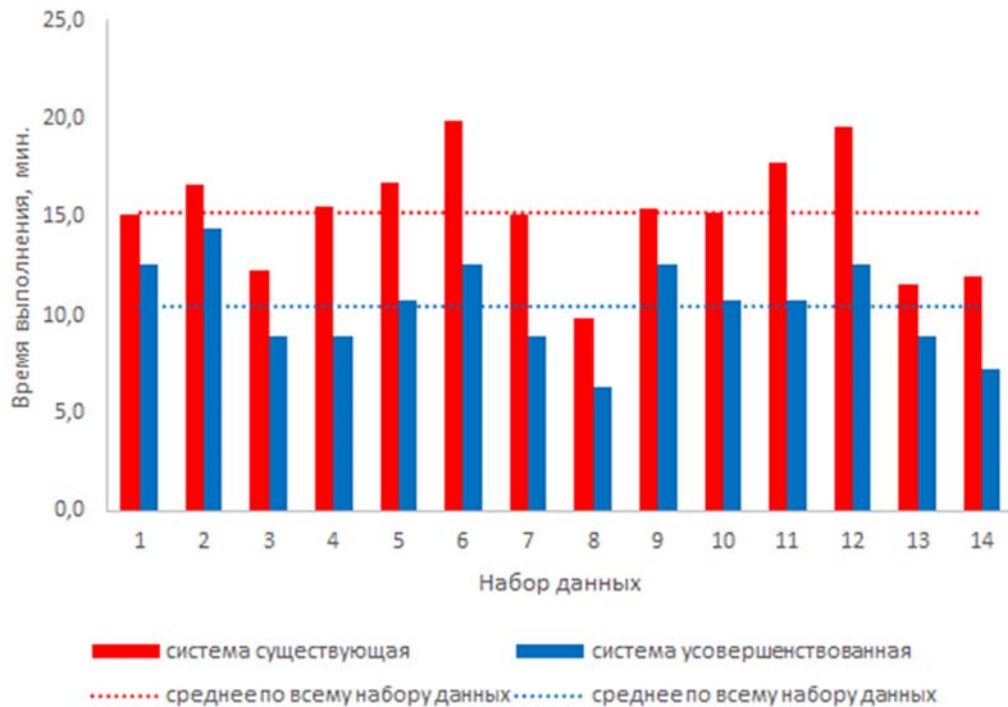


Рисунок 3.6 – Результаты измерений времени выполнения экспертами поиска аналогов

3.3.2. Метод верификации исходных данных

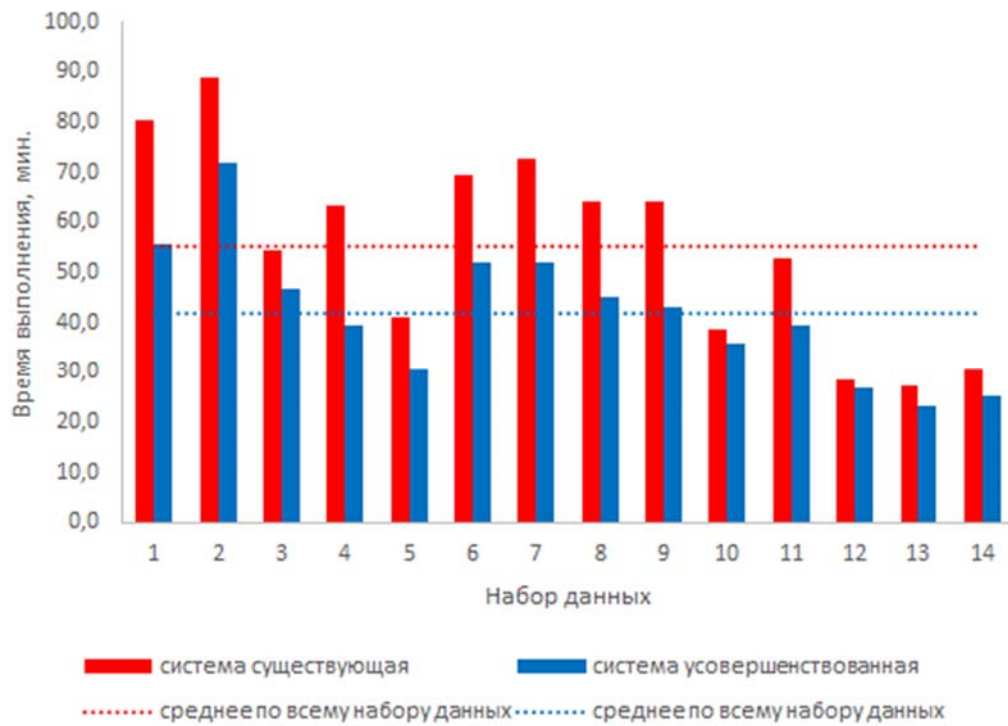
Для тестирования метода верификации исходных данных по времени выполнения экспертные выполняли верификацию исходных данных по 14 проектам подсчета запасов и 9 проектам прогноза разработки месторождений. Для проектов подсчета запасов выполнялась верификация инклинометрии и ГИС (пористость, коллектор, проницаемость) по скважинам. Для прогнозного моделирования оценивались данные об истории разработки месторождения по скважинам (добыча нефти и воды по месяцам, замеры давлений).

Верификация исходных данных 1 группой экспертов выполнялась стандартными средствами (Excel, Schlumberger Petrel), 2 группой – с применением разработанного метода верификации на основе трёхмерных моделей данных. Полученные измерения представлены в таблице 3.7 и на рисунке 3.7.

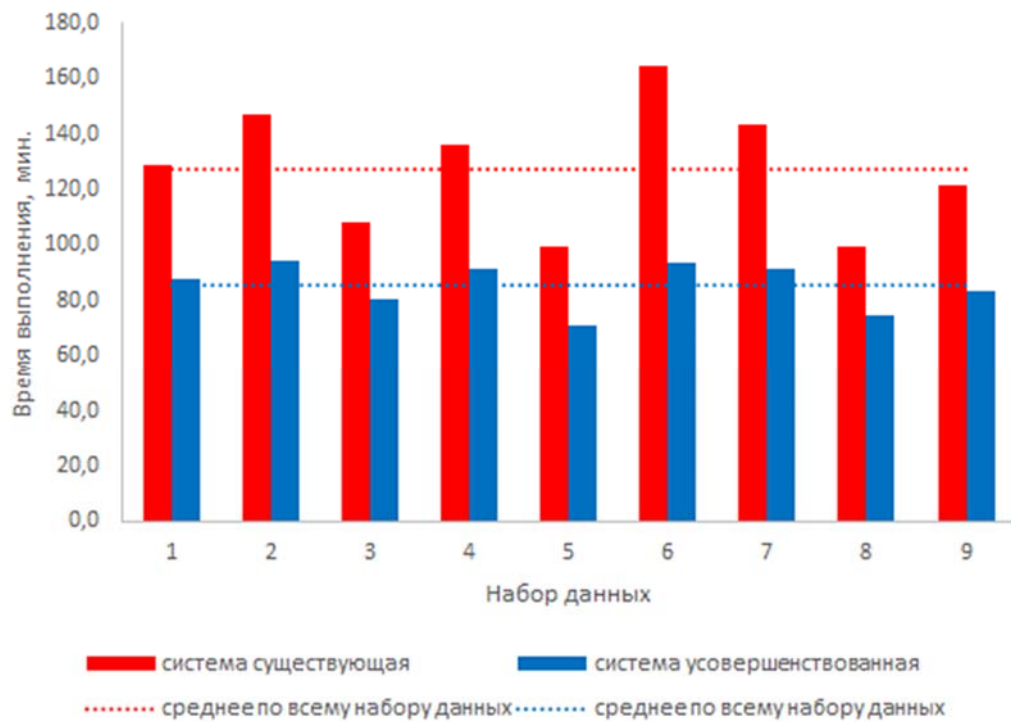
Применение метода верификации исходных данных привело к сокращению времени верификации при подсчете запасов в среднем на 22,2%, а при прогнозе разработки – на 32,2%.

Таблица 3.7 – Результаты измерений времени выполнения экспертами
верификации исходных данных

Тип проекта	Набор тестовых данных	Время выполнения, мин.		Эффект, %
		Существующая система	Усовершенствованная система	
Подсчет запасов	1	80,3	55,8	30,5
	2	88,9	72	19,0
	3	54,6	46,8	14,3
	4	63,2	39,6	37,3
	5	41,1	30,6	25,5
	6	69,3	52,2	24,7
	7	72,8	52,2	28,3
	8	64,1	45	29,8
	9	64,3	43,2	32,8
	10	38,7	36	7,0
	11	52,9	39,6	25,1
	12	28,3	27	4,6
	13	27,4	23,4	14,6
	14	30,5	25,2	17,4
Прогноз разработки	1	128,4	87,4	31,9
	2	147,1	94,5	35,8
	3	108,3	80,4	25,8
	4	135,9	91,5	32,7
	5	99,7	71,4	28,4
	6	164,2	93,5	43,1
	7	143,1	91,5	36,1
	8	99,6	74,4	25,3
	9	121,1	83,4	31,1



а)



б)

Рисунок 3.7 – Результаты измерений времени выполнения экспертами верификации исходных данных при подсчете запасов (а) и прогнозе разработки (б)

В ходе тестов также было замерено количество ошибок в исходных данных, найденных экспертами, результаты представлены в таблице 3.8 и на рисунке 3.8.

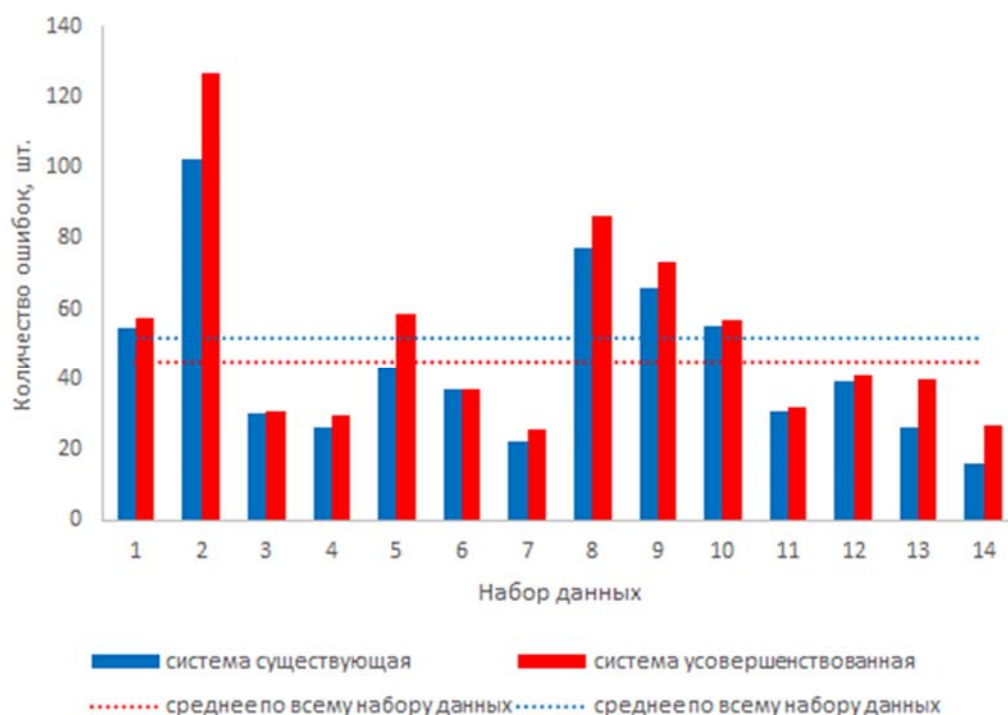
Таблица 3.8 – Количество выявленных экспертами ошибок при верификации исходных данных

Тип проекта	Набор тестовых данных	Количество ошибок, шт.		Эффект, %
		Существующая система	Усовершенствованная система	
Подсчет запасов	1	54,8	57,7	5,3
	2	102,3	126,7	23,8
	3	30,1	30,9	2,7
	4	26,4	29,9	13,1
	5	43,5	58,7	35,0
	6	36,9	37,1	0,5
	7	22,3	25,8	15,5
	8	77,4	86,5	11,8
	9	65,9	73,1	11,0
	10	55,2	56,7	2,6
	11	30,8	31,9	3,7
	12	39,1	41,2	5,4
	13	26,4	40,2	52,2
	14	15,8	26,8	69,5
Прогноз разработки	1	4,9	5,2	6,1
	2	1	1,0	4,0
	3	6,9	10,4	50,7
	4	11,1	13,5	21,8
	5	22,1	22,9	3,5
	6	4,2	5,2	23,8
	7	6,1	6,2	2,3
	8	2	2,0	0,0
	9	8,6	9,4	8,8

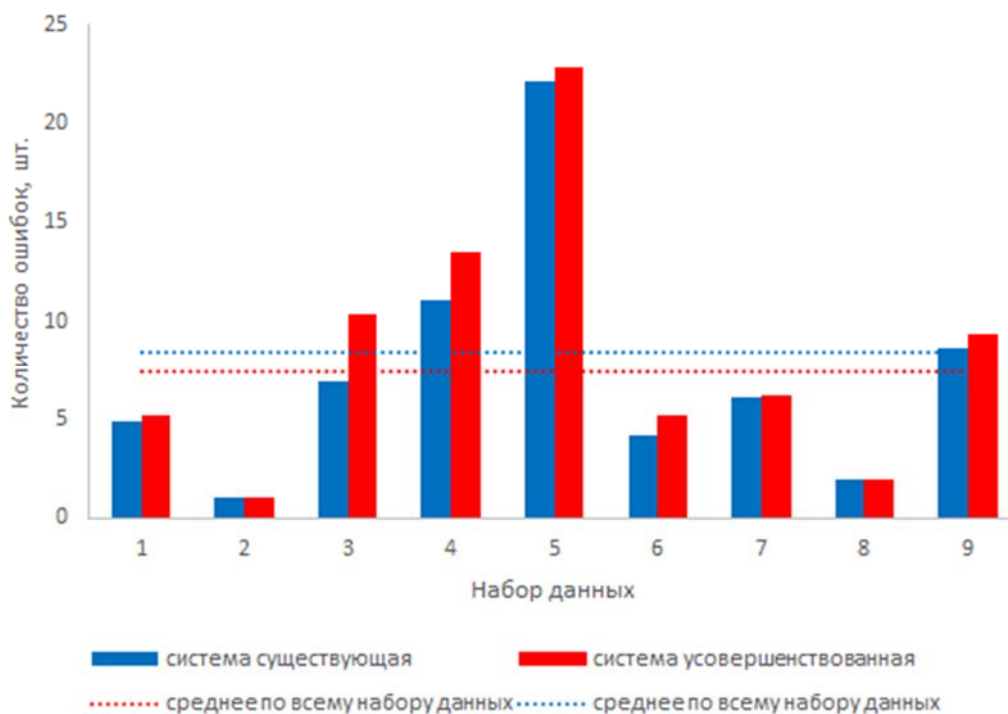
Применение метода верификации исходных данных позволило выявить в среднем на 18% больше ошибок при подсчете запасов и на 13,5% больше при прогнозе разработки по сравнению со стандартными методами. При этом ни в одном из экспериментов не было выявлено ухудшения времени обработки данных или найдено меньшее количество ошибок.

Метод верификации позволила обнаружить большее количество ошибок, однако стоит отметить, что большая часть невыявленных на ранних стадиях ошибок

в исходных данных могут быть обнаружены в дальнейшем при моделировании и получении некорректных результатов (косвенная верификация), но это приведет к необходимости корректировки моделей и увеличению времени создания проекта.



а)



б)

Рисунок 3.8 – Количество выявленных экспертами ошибок при верификации исходных данных при подсчете запасов (а) и прогнозе разработки (б)

3.4. Тестирование программного обеспечения

Оценка эффективности применения разработанного программного обеспечения J-Function, GDM-Tool и RePort производилось по времени выполнения соответствующих операций в процессе управления разработкой месторождений.

ПО J-Function представляет собой средство автоматизации формирования J-функции Леверетта на основе результатов исследований керна для распределения начальной водонасыщенности в геологической модели пласта при подсчете запасов. В ходе тестирования 1 группа экспертов выполнила поиск функции стандартными средствами (MS Excel) для всего набора данных (таблица 3.9), 2 группа – с применением разработанного ПО.

Таблица 3.9 – Результаты измерений времени поиска экспертами J-функции

Тип проекта	Набор тестовых данных	Среднее время выполнения, мин., (MS Excel)
Подсчет запасов	1	12,5
	2	11,2
	3	14,8
	4	17,3
	5	14,0
	6	13,6
	7	14,8
	8	9,8
	9	9,2
	10	15,9
	11	17,3
	12	14,8
	13	10,6
	14	10,0

Среднее время выполнения поиска J-функции при помощи разработанного ПО J-Function составляет менее 1 минуты, таким образом сокращение времени выполнения операции составило 92,1%.

Для тестирования ПО GDM-Tool при формировании расстановок скважин на стадии прогноза разработки время выполнения операций сравнивалось с ПО Tasty, а также специальными модулями ПК Eclipse – данная комбинация программных

средств чаще всего применяется экспертами в их работе. Замерялось время как создания самой расстановки скважин, так и формирования необходимых входных данных для симулятора (Eclipse Schlumberger) Результаты измерения времени выполнения операций представлены в таблице 3.10 и на рисунке 3.9.

Таблица 3.10 – Среднее время формирования расстановок прогнозных скважин

Тип проекта	Набор тестовых данных	Среднее время выполнения, мин.		Эффект, %
		Tasty + Eclipse	GDM-Tool	
Прогноз разработки	1	150,9	98,5	34,7
	2	137,5	89,4	35,0
	3	146,3	94,6	35,3
	4	178,4	100,3	43,8
	5	143,2	91,7	36,0
	6	126,7	84,5	33,3
	7	133,1	86,9	34,7
	8	145,2	92,3	36,4
	9	162,9	95,6	41,3

Применение ПО GDM-Tool при формировании расстановок прогнозных скважин позволило сократить время выполнения операций на 36,7%.

ПО RePort позволяет формировать для проектного документа текстовую и табличную отчетность по результатам моделирования. Для тестирования 1 группой экспертов формировалась отчетность в виде госпланов по прогнозным показателям вариантов разработки месторождений стандартными методами (Eclipse и MS Excel), 2 группой – авторским ПО. Результаты представлены в таблице 3.11 и на рисунке 3.10.

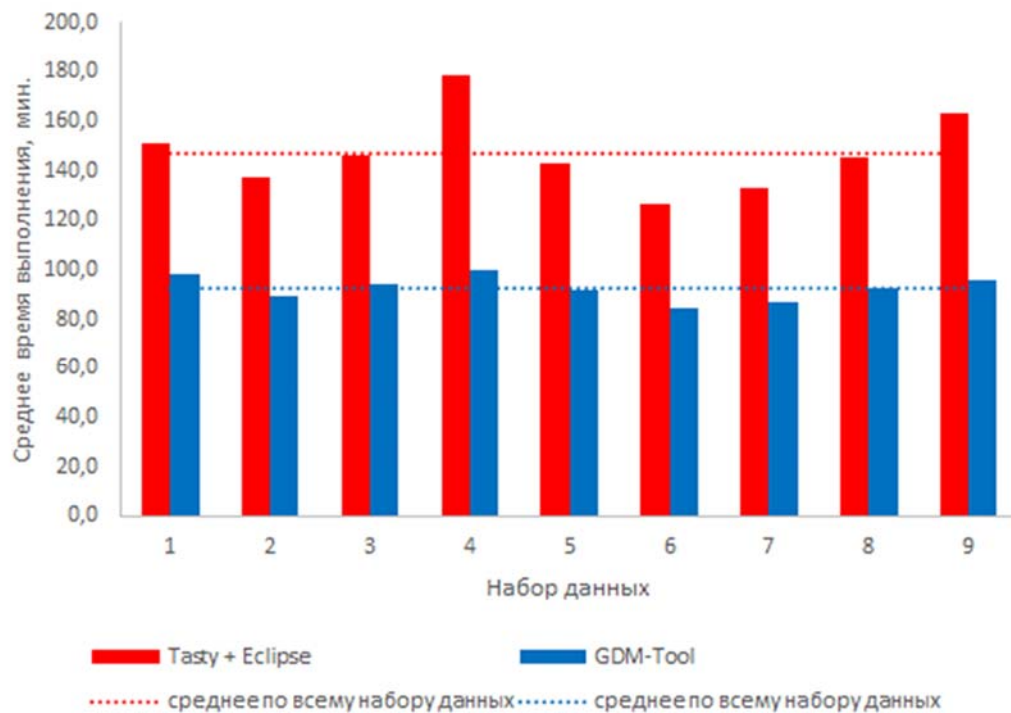


Рисунок 3.9 – Результаты измерений времени формирования расстановок скважин

Таблица 3.11 – Результаты измерений времени формирования отчетности

Тип проекта	Набор тестовых данных	Среднее время выполнения, мин.		Эффект, %
		Eclipse + Excel	RePort	
Прогноз разработки	1	23,5	14,1	39,9
	2	24,1	15,8	34,4
	3	29,3	17,4	40,6
	4	21,4	10,5	50,7
	5	19,7	10,0	49,0
	6	20,5	9,7	52,9
	7	23,6	11,2	52,4
	8	24,8	12,5	49,4
	9	26,7	15,1	43,4

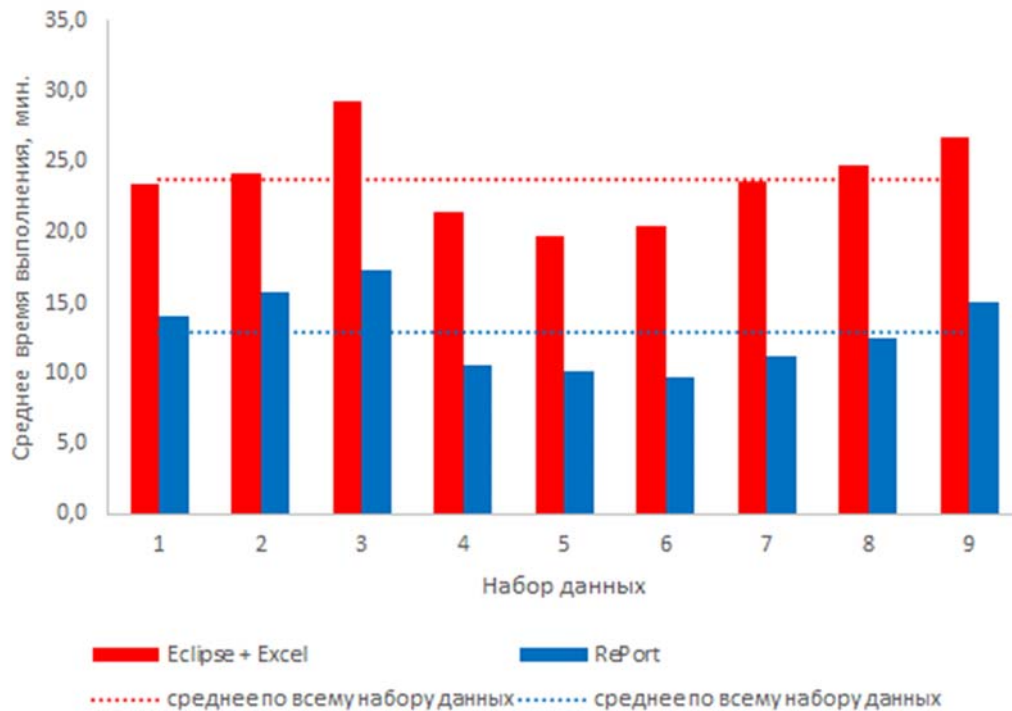


Рисунок 3.10 – Результаты измерений времени формирования отчетности при прогнозе разработки

Автоматизация формирования отчетности по результатам прогнозного моделирования при помощи авторского ПО позволила сократить временные затраты на 45,8%.

Стоит отметить, что те же табличные формы представления данных используются и для промежуточного анализа на разных стадиях процесса управления разработкой, кроме того указанное ПО позволяет создавать пользовательские шаблоны представления данных, что ускоряет процесс анализа и принятия решений. Автоматизация процесса формирования отчетности позволяет исключить человеческий фактор и снизить количество ошибок в отчетной документации.

3.5. Оценка эффекта от применения усовершенствованной системы проектно-ориентированного управления разработкой месторождения

Выше были приведены результаты тестирования отдельных составляющих усовершенствованной системы управления разработкой месторождений. Оценку влияния такой модернизации на процесс управления разработкой в целом можно

выполнить по критерию времени. Сводные данные по результатам тестирования усовершенствованной системы приведены в таблице 3.11 и таблице 3.12.

Для упрощения оценки общего времени процесс рассматривался укрупненно, без учета обратных переходов между стадиями. Время выполнения не затрагиваемых модернизацией этапов в таблице 3.12 и таблице 3.13 отнесено в графу прочие этапы.

Таким образом, была рассмотрена следующая цепочка стадий управления:

- работа с исходными данными:
 - сбор и анализ,
 - верификация;
- геологическое моделирование:
 - поиск аналогий,
 - поиск функции распределения водонасыщенности,
 - построение модели пласта;
- гидродинамическое моделирование:
 - построение гидродинамической модели пласта,
 - адаптация модели;
- прогноз разработки:
 - формирование системы размещения проектных скважин,
 - настройка одного прогнозного варианта разработки;
- экономическое моделирование;
- формирование отчетной документации.

Сокращение количества итераций при прогнозном моделировании ведет к сокращению общего создания проекта управления разработкой, однако этот параметр во многом зависит от размерности модели и соответственно производительности компьютера (или сервера), на котором выполняется расчет прогнозных вариантов. В данном случае тестирование выполнялось на персональном компьютере, на одном прогнозном варианте разработки.

Таблица 3.12 – Сокращение среднего времени подсчета запасов с использованием усовершенствованной системы

			Набор тестовых данных													
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Существующая система	Время выполнения	Верификация исходных данных, мин.	80,3	88,9	54,6	63,2	41,1	69,3	72,8	64,1	64,3	38,7	52,9	28,3	27,4	30,5
		Поиск аналогий, мин.	15,1	16,7	12,3	15,5	16,8	19,9	15,1	9,9	15,4	15,2	17,8	19,6	11,6	12,0
		Поиск функции распределения водонасыщенности, мин.	12,5	11,2	14,8	17,3	14,0	13,6	14,8	9,8	9,2	15,9	17,3	14,8	10,6	10,0
		Прочие стадии, час.	3,6	2,8	4,1	4,2	4,0	3,6	3,9	3,4	3,8	3,9	4,4	3,9	4,5	4,5
		Общее, час.	5,4	4,7	5,4	5,8	5,2	5,3	5,6	4,8	5,3	5,0	5,8	4,9	5,3	5,4
Усовершенствованная система	Сокращение времени выполнения, мин.	Метод верификации, мин.	24,5	16,9	7,8	23,6	10,5	17,1	20,6	19,1	21,1	2,7	13,3	1,3	4,0	5,3
		Метод поиска аналогий, мин.	2,5	2,3	3,3	6,5	6,0	7,3	6,1	3,6	2,8	4,4	7,0	7,0	2,6	4,8
		ПО jFunction, мин.	11,5	10,2	13,8	16,3	13,0	12,6	13,8	8,8	8,2	14,9	16,3	13,8	9,6	9,0
	Время выполнения, мин.	Общее, час.	4,8	4,2	5,0	5,0	4,7	4,7	4,9	4,3	4,8	4,7	5,2	4,6	5,0	5,1
	Суммарная экономия времени, час.		0,6	0,5	0,4	0,8	0,5	0,6	0,7	0,5	0,5	0,4	0,6	0,4	0,3	0,3
	Сокращение общего времени, %		11,8	10,4	7,7	13,4	9,5	11,6	12,1	10,8	10,1	7,3	10,5	7,4	5,1	5,9

Таблица 3.13 – Сокращение среднего времени/количества итераций при прогнозе с использованием усовершенствованной системы

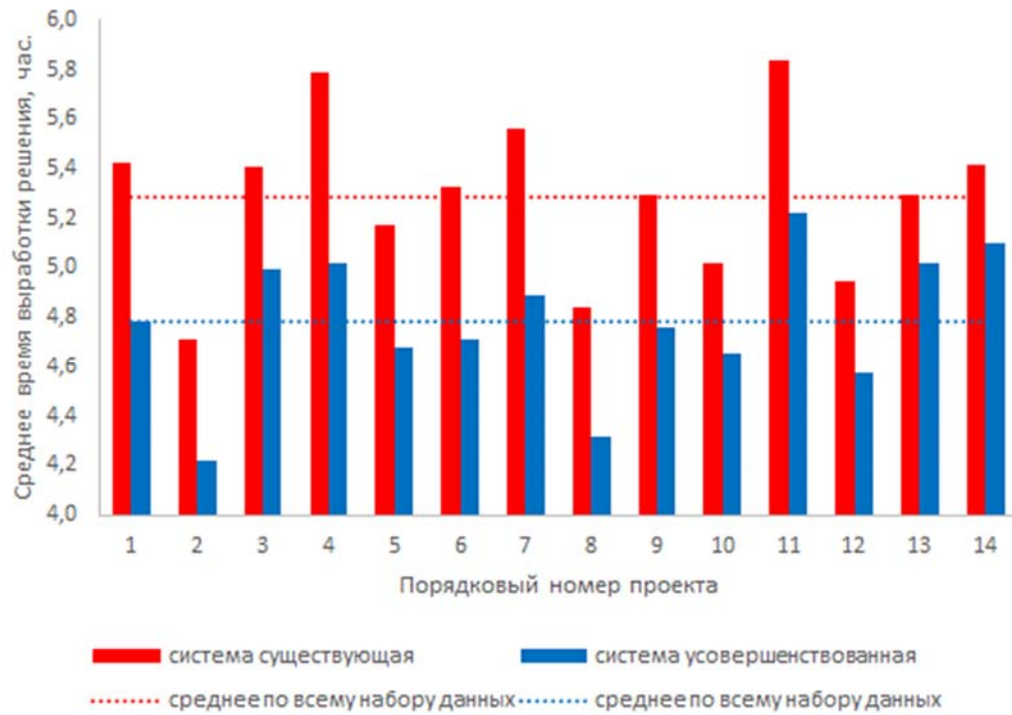
			Набор тестовых данных								
			1	2	3	4	5	6	7	8	9
Существующая система	Время выполнения	Верификация исходных данных, мин.	128,4	147,1	108,3	135,9	99,7	164,2	143,1	99,6	121,1
		Формирование системы размещения проектных скважин, мин.	150,9	137,5	146,3	178,4	143,2	126,7	133,1	145,2	162,9
		Формирование отчетной документации, мин.	23,5	24,1	29,3	21,4	19,7	20,5	23,6	24,8	26,7
		<i>Прочие стадии, час.</i>	24,4	27,5	22,2	27,3	24,8	29,4	25,8	25,5	22,6
	Кол-во итераций, шт.	Настройка одного прогнозного варианта	7,1	7,8	6,3	5,7	10,2	9,5	5,8	9,3	14,9
	Время выполнения	Общее, час.	36,6	43,4	37,4	38,8	42,1	47,7	34,8	37,2	40,2
Усовершенствованная система	Сокращение времени выполнения, мин.	Метод верификации	41,0	52,6	27,9	44,4	28,3	70,7	51,6	25,2	37,7
		ПО GDMtool	52,4	39,0	47,8	79,9	44,7	28,2	34,6	46,7	64,4
		ПО RePort	9,4	10,0	15,2	7,3	5,6	6,4	9,5	10,7	12,6
	Кол-во итераций, шт.	Комплексный подход к моделированию	2,3	1,8	1,5	0,9	3,0	2,3	1,0	2,1	5,3
	Время выполнения, час.	Общее	32,6	39,2	33,4	35,7	37,0	42,7	32,6	34,2	33,9
	Суммарная экономия времени, час.		4,0	4,2	4,0	3,1	5,1	4,9	2,3	3,0	6,3
	Сокращение общего времени, %		11,0	9,6	10,7	8,0	12,1	10,3	6,6	8,1	15,8

Модернизация существующей системы проектно-ориентированного управления разработкой с помощью авторских методов и программных средств позволила сократить общее время при подсчете запасов на 9,5%, при прогнозе разработки – на 10,2% (таблица 3.14, рисунок 3.11).

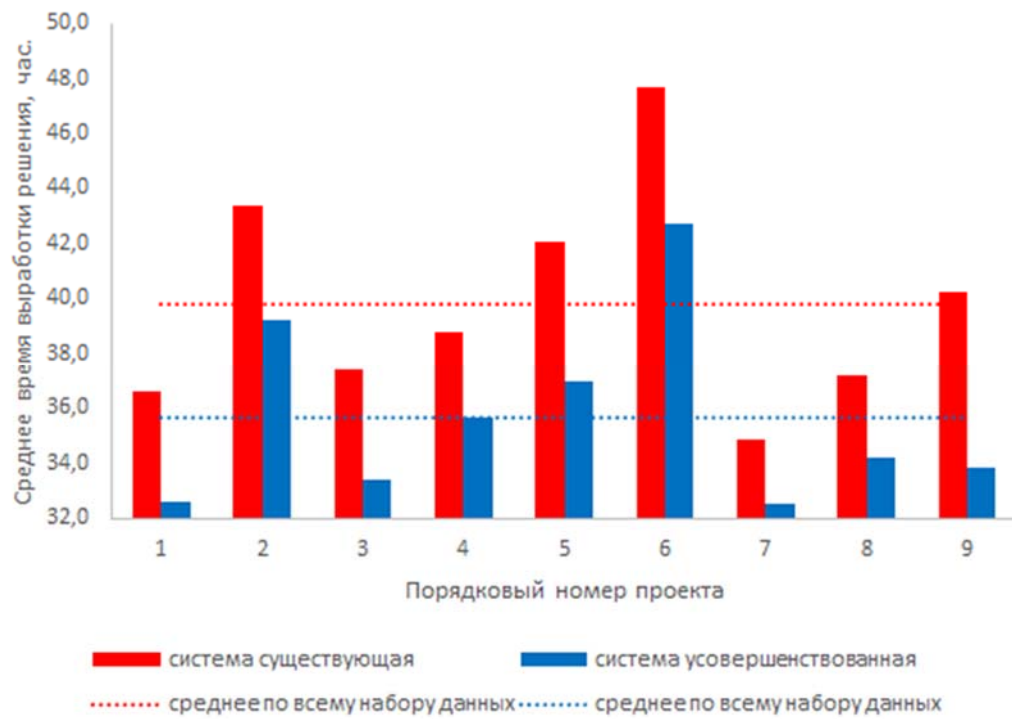
Таблица 3.14 – Общее время проектной деятельности

Тип проекта	Набор тестовых данных	Время выполнения, час.		Эффект, %
		Существующая система	Усовершенствованная система	
Подсчет запасов	1	5,4	4,8	11,8
	2	4,7	4,2	10,4
	3	5,4	5,0	7,7
	4	5,8	5,0	13,4
	5	5,2	4,7	9,5
	6	5,3	4,7	11,6
	7	5,6	4,9	12,1
	8	4,8	4,3	10,8
	9	5,3	4,8	10,1
	10	5,0	4,7	7,3
	11	5,8	5,2	10,5
	12	4,9	4,6	7,4
	13	5,3	5,0	5,1
	14	5,4	5,1	5,9
Прогноз разработки	1	36,6	32,6	11,0
	2	43,4	39,2	9,6
	3	37,4	33,4	10,7
	4	38,8	35,7	8,0
	5	42,1	37,0	12,1
	6	47,7	42,7	10,3
	7	34,8	32,6	6,6
	8	37,2	34,2	8,1
	9	40,2	33,9	15,8

Указанное в таблице 3.14 время для прогноза разработки подсчитано для одного прогнозного варианта в каждом проекте, эффект по времени будет более существенным в реальных условиях, так как они могут сопровождаться расчетами более 10 различных вариантов, что продемонстрировано в таблице 3.4.



а)



б)

Рисунок 3.11 – Общее время проектной деятельности при подсчете запасов (а) и прогнозе разработки (б)

Для приближения расчетов к реальным условиям необходимо учесть количество вариантов, которое было настроено при выполнении данных 9 прогнозов разработки. В таблице 3.15 приведено, количество вариантов и результаты перерасчета времени управления разработкой.

Таблица 3.15 – Общее время проектной деятельности при прогнозе разработки с учетом количества вариантов

Набор тестовых данных	Число вариантов	Время выполнения, час. / раб. дн.		Эффект, %
		Существующая система	Усовершенствованная система	
1	8	86,5 / 10,8	66,3 / 8,3	23,3
2	15	194,1 / 24,3	155,1 / 19,4	20,1
3	8	110,6 / 13,8	89,2 / 11,1	19,4
4	10	91,6 / 11,5	80,2 / 10	12,5
5	6	106,2 / 13,3	82,3 / 10,3	22,6
6	13	204,8 / 25,6	161,8 / 20,2	21
7	5	51,2 / 6,4	46,1 / 5,8	10
8	8	87,5 / 10,9	73,1 / 9,1	16,4
9	8	127,3 / 15,9	90 / 11,2	29,3

Таким образом общий эффект возрастает до 19,4 %. Однако данные расчеты являются приблизительными и показывают возможный эффект в реальных условиях, так как не учтены промежуточные операции в проектной деятельности, с учетом которых общее время при выполнении прогноза может исчисляться месяцами.

Выводы

Новые модели и методы поддержки проектно-ориентированного управления разработкой месторождения углеводородов протестированы на реальных данных, оценка эффективности их применения показала сокращение времени выполнения отдельных стадий процесса управления.

Применение комплексного подхода к моделированию позволило на 9% более точно оценить объем начальных запасов нефти по одному из месторождений Томской области, что оказалось ближе к значениям, полученным в следующем проекте. Количество итераций настройки одного прогнозного варианта удалось сократить в среднем на 25%.

Применение метода поиска аналогов позволило сократить время выполнения данной операции в среднем на 31%. Использование метода верификации исходных данных показало сокращение времени верификации при подсчете запасов в среднем на 22,2%, а при прогнозе разработки – на 32,2%, кроме того, было выявлено в среднем на 18% и на 13,5% больше ошибок при подсчете запасов больше и при прогнозе разработки соответственно по сравнению со стандартными методами.

ПО GDM-Tool при формировании расстановок проектных скважин позволило сократить время выполнения операций на 36,7%. Автоматизация формирования регламентной отчетности по результатам моделирования при помощи ПО RePort позволила сократить временные затраты на 45,8%.

Озвученные решения позволили усовершенствовать существующую систему проектно-ориентированного управления разработкой месторождения, применение которой показало сокращение общего времени, затрачиваемого на выполнение подсчета запасов на 9,5 %, прогноза разработки – на 10,2 %. В условиях реальной проектной деятельности расчетная эффективность достигает 19,4 %, так как реальные проекты предполагают расчет до 15 различных вариантов прогноза разработки.

Таким образом усовершенствованная система проектно-ориентированного управления разработкой месторождения повышает точность и достоверность проектных решений, тем самым снижая угрозы неподтверждения и невыполнения проектных показателей и возникновения необоснованных затрат. Повышается эффективность проектно-ориентированного управления разработкой месторождений за счет снижения времени проектной деятельности.

Эффективность разработанных решений подтверждается результатами апробации при выполнении НИР и внедрения, изложенными в 4 главе.

4. ПРИМЕНЕНИЕ РАЗРАБОТАННЫХ МОДЕЛЕЙ И МЕТОДОВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАДАЧ

В ходе диссертационного исследования реализовано 4 программных средства: J-Function, GDM-Tool, RePort и Economics (приложение 5). ПО зарегистрировано в реестре программ для ЭВМ (свидетельства №№ 2009614136, 2011616248, 2015611924, 2019611730 – приложение 6).

Апробация результатов исследований выполнена:

- в образовательном процессе (приложение 7);
- при выполнении научно-исследовательских работ (приложение 8);
- при выполнении работ в рамках грантов (в т.ч. Российского научного фонда, Госзадание Минобрнауки, Российского фонда фундаментальных исследований);
- на всероссийских и международных конференциях (приложение 9).

Результаты исследований внедрены в ООО «Западно-Сибирская Компания» (приложение 10).

4.1. Реализация программного обеспечения для поддержки проектно-ориентированного управления разработкой месторождений углеводородов

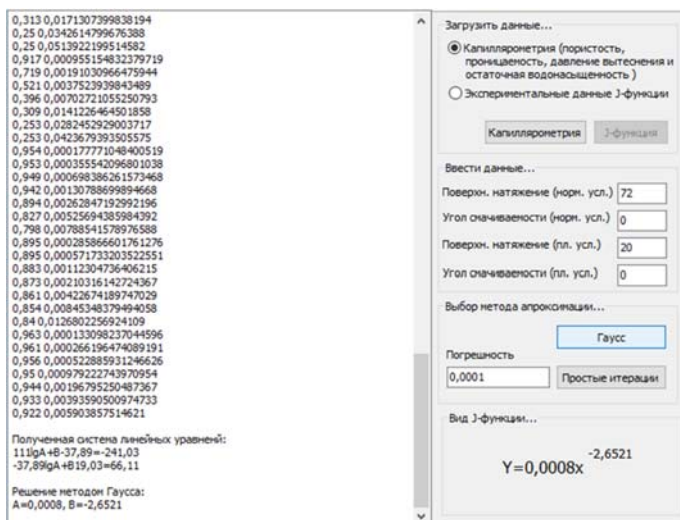


Рисунок 4.1 – Интерфейс ПО J-Function

ПО J-Function (рисунок 4.1) позволяет на основе данных исследований керн в автоматическом режиме находить функцию распределения начальной водонасыщенности для геологического моделирования.

Ключевые возможности ПО J-Function:

- загрузка результатов капиллярметрических исследований;

- подбор коэффициентов J-функции распределения начальной водонасыщенности пласта методом Гаусса или простыми итерациями.

Фрагмент исходного кода ПО J-function приведен в приложении 5.1.

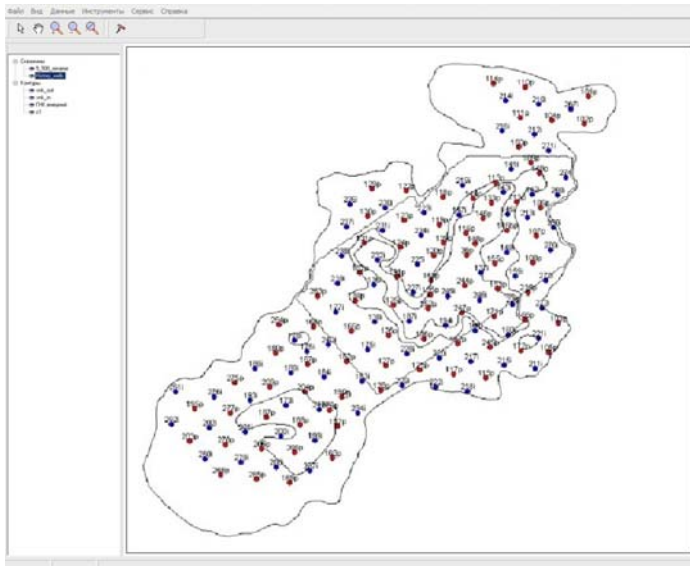


Рисунок 4.2 – Интерфейс ПО GDM-Tool

ПО GDM-Tool (рисунок 4.2) формирует различные системы расстановки прогнозных скважин с требуемым шагом, а также с учетом контура водонефтяного контакта и карты распределения эффективных нефтенасыщенных толщин. ПО позволяет получать различные варианты расстановок скважин в виде файлов, необходимых симулятору для расчета прогноза разработки, тем самым сокращая время, затра-

чиваемое на подготовку данных.

Ключевые возможности ПО GDM-Tool:

- загрузка контуров водонефтяного контакта в виде полигонов;
- загрузка координат имеющихся на месторождении скважин;
- загрузка карт эффективных толщин;
- формирование различных систем размещения проектных скважин с учетом контура нефтеносности: 5-точечная, 7-точечная, 9-точечная, рядная;
- возможность редактирования системы размещения скважин;
- календарное планирование ввода в работу проектных скважин;
- формирование и экспорт в формате симулятора Eclipse файлов данных, необходимых для гидродинамического моделирования:
 - О координаты и траектории проектных скважин,
 - О график ввода проектных скважин,
 - О режимы эксплуатации и мероприятия по проектным скважинам.

Фрагмент исходного кода ПО GDM-Tool приведен в приложении 5.2.

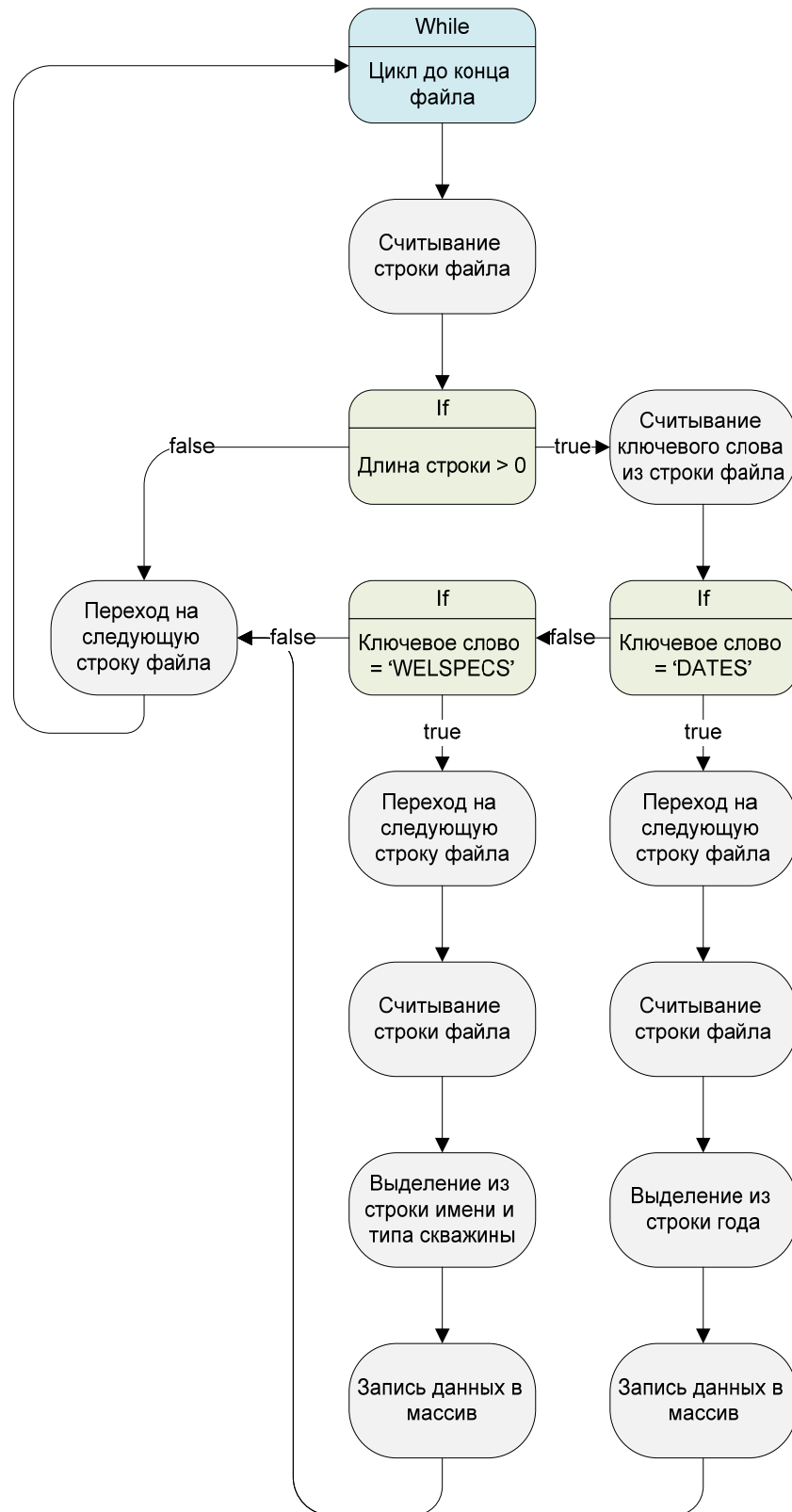


Рисунок 4.4 – Алгоритм считывания мероприятий по прогнозным скважинам

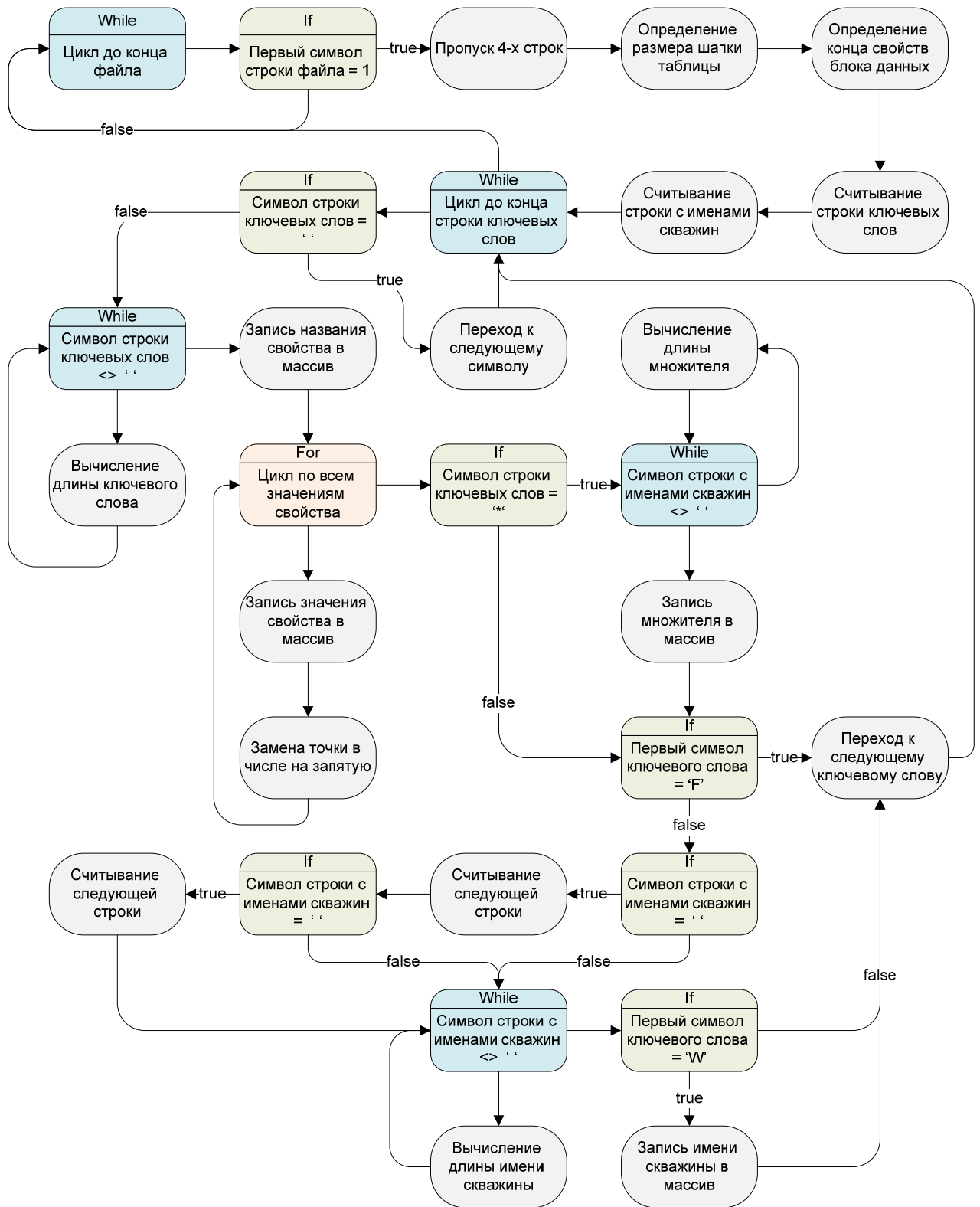


Рисунок 4.5 – Алгоритм считывания результирующего файла прогнозного расчета варианта разработки месторождения

Отличительной особенностью указанного ПО является наличие конструктора отчетности, с помощью которого путем несложных операций на основе технологических показателей, а также свойств проекта составляются пользовательские шаблоны отчетных таблиц. При этом алгоритмы расчета показателей задаются пользователем на встроенном языке формул, который позволяет использовать операции с ключевыми словами симулятора Eclipse (динамические кубы данных гидродинамической модели, результаты расчетов модели с детализацией по скважинам или обобщением по группам) и уже заданными строками шаблонов таблиц.

Например, строку таблицы «Добыча нефти за год, тыс. т» можно задать формулой

$$FOPT[i] - FOPT[i-1], \quad (4.1)$$

где FOPT – накопленная с начала моделирования добыча нефти; i – шаг моделирования, зависит от настроек модели, например, 1 год или 1 месяц.

Далее удельную добычу на 1 скважину можно задать формулой:

$$Table[1:i] / FMWPR[i], \quad (4.2)$$

где Table[1:i] – значение 1 строки i -го столбца таблицы (i -тый шаг моделирования); FMWPR[i] – фонд действующих скважин на i -том шаге моделирования.

Для задач анализа поведения отдельных скважин в модели пласта есть возможность получить данные следующим образом:

$$WOPR[123P:i], \quad (4.3)$$

где WOPR – добыча нефти скважиной на i -том шаге расчета; 123P – имя скважины.

Ключевые возможности ПО RePort:

- загрузка данных из геологической модели – свойства в формате 3D гридов;
- загрузка гидродинамической модели:
 - свойства в формате 3D гридов,
 - параметры моделирования;
- загрузка результатов гидродинамического моделирования – технологические показатели и их изменение во времени: объемы добычи и дебиты воды, нефти, жидкости, фонд скважин, бурение и ввод скважин, обводненность и др.;
- наличие встроенного конвертера единиц измерения;

- автоматическая генерация различных видов регламентных и отчетных таблиц;
- экспорт таблиц в форматы MS Excel и Word;
- конструктор отчетности, позволяющий создавать пользовательские шаблоны таблиц на основе как статичных, так и динамических данных.

Фрагмент исходного кода ПО RePort приведен в приложении 5.3.

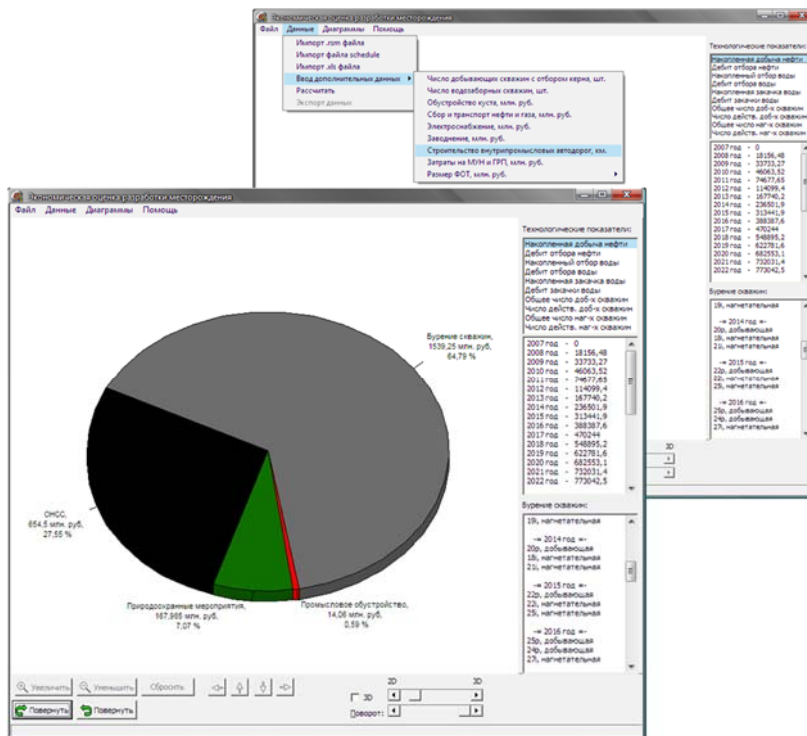


Рисунок 4.6 – Интерфейс ПО Economics

ПО Economics (рисунок 4.6) предназначено для выполнения экономической экспресс-оценки прогноза разработки месторождения на основе результатов гидродинамического моделирования [104, 105].

Ключевые возможности ПО Economics:

- загрузка результатов гидродинамического моделирования;
- расчет основных экономических показателей прогноза разработки месторождения УВ;
- выявление нерентабельных проектных скважин;
- экспорт результатов расчетов в формат MS Excel, сохранение диаграмм в графических форматах файлов.

Фрагмент исходного кода ПО Economics приведен в приложении 5.4.

На разработанные программные средства получены 4 свидетельства о регистрации программ для ЭВМ (приложение 6).

4.2. Аprobация

Аprobация в образовательном процессе

Лабораторные работы по курсу «Методология проектирования в нефтегазовой отрасли и управление проектами» разработаны для подготовки студентов магистратуры профилей 131000.01 «Технология вскрытия и опробования продуктивных нефтяных и газовых пластов в скважинах различного профиля», 13100.02 «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях», 131000.06 «Управление разработкой нефтяных месторождений»; 131000.14 «Надёжность и безопасность газонефтепроводов и газонефтехранилищ» направления 21.04.01 «Нефтегазовое дело» Института природных ресурсов ТПУ.

Согласно рабочей программе дисциплины студенты должны познакомиться с технологией сбора и формами представления входных и выходных данных для разработки проектной документации по объектам работы. Разработанный модуль лабораторных работ направлен на то, чтобы ознакомить студента с созданием проекта разработки месторождений углеводородов. Целью работ является создание проекта разработки месторождения на основе реальных исходных данных. При выполнении лабораторных работ рассматривается весь процесс создания проекта разработки месторождения от анализа и обработки исходных данных до подготовки итогового отчета и защиты проекта. Проект защищается в форме «конференции» либо «защиты ЦКР» (центральная комиссия по разработке), что позволяет дать студентам представление о реальном процессе защиты проектов.

Далее приведено содержание лабораторных работ по темам.

1. Технология проектирования.

Обзор основных документов, регламентирующих проектирование и разработку месторождений УВ, подходов, методов и программных средств, применяемых при создании проектов разработки месторождений УВ, а также основных требований, предъявляемых к проектам и моделям заказчиком и государством.

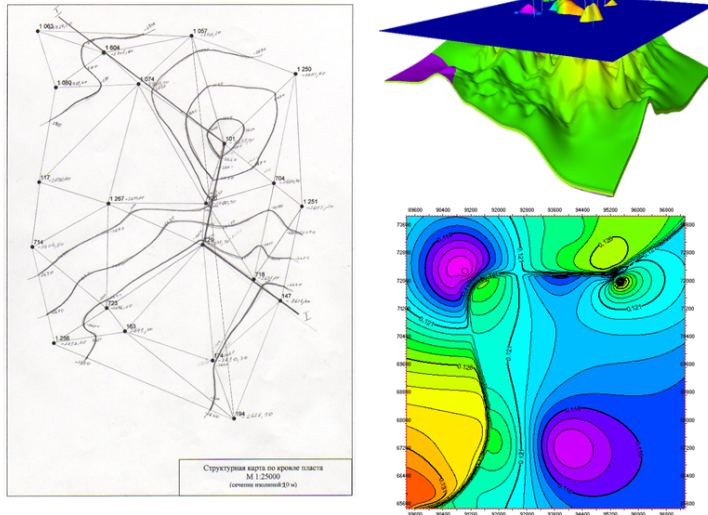


Рисунок 4.7 – Геологическое моделирование

2. Геологическое моделирование (рисунок 4.7).

Построение геологической модели месторождения с использованием различных исходных данных (твердые копии, цифровые данные), анализ результатов моделирования с использованием карт, подсчет запасов объемным методом. В работе применяется авторское ПО J-Function.

3. Гидродинамическое моделирование, экономическая оценка (рисунок 4.8).

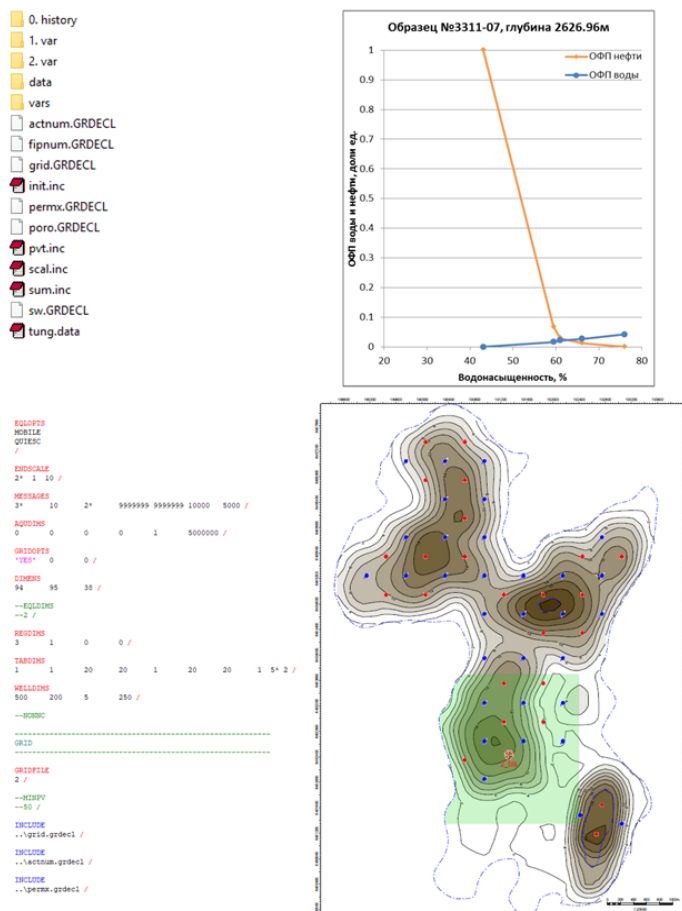


Рисунок 4.8 – Гидродинамическое моделирование

Работа направлена не на объяснение математического аппарата симулятора, а на понимание структуры данных и файлов, необходимых для инициализации модели и ее симуляции. Рассматривается случай расчета двухфазной модели черной нефти без свободного газа с заданием начального равновесия по J функции. Студентом выполняется экспорт геологической модели, загрузка необходимых исходных данных: скважин, свойств нефти и газа, относительных фазовых проницаемостей, расстановка прогнозных скважин с использованием автор-

ского ПО GDM-Tool, инициализация и расчет гидродинамической модели, для экономической оценки результатов моделирования используется авторское ПО Economics.

4. Экспертиза проекта.

Оценивается правильность построения моделей. Ошибки могут возникать на любом этапе моделирования: от неверного выбора параметров или алгоритмов до ошибок, связанных с влиянием человеческого фактора. Оценка выполнялась по статистике показателей, путем построения карт средних и средневзвешенных значений, геологостатистических и геологических разрезов.

5. Составление проектной документации (рисунок 4.9).

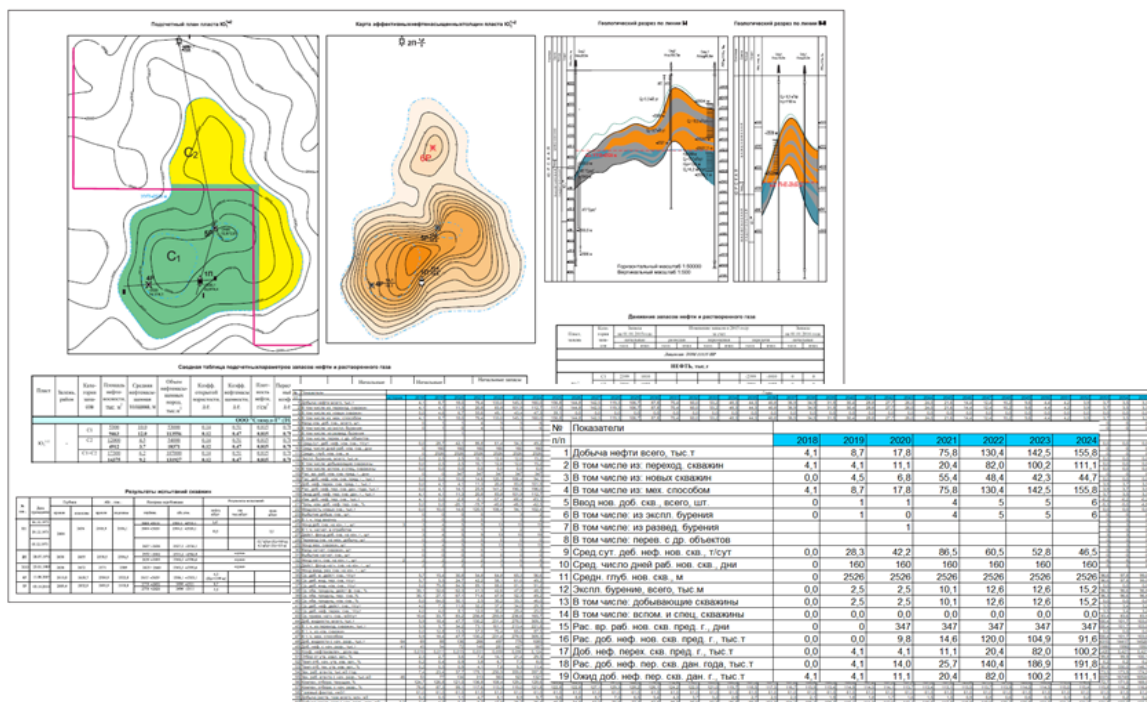


Рисунок 4.9 – Фрагмент проектной документации

В состав проектной документации входят текст отчета, текстовые и табличные приложения, графические приложения. Обязательный состав документации регламентирован и зависит от типа проекта и степени изученности месторождения [74, 75]. В рамках работы строится геологический разрез пласта месторождения, формируется подсчетный план и таблица «Госплан». Применяется авторское ПО RePort.

6. Подготовка итогового отчета, защита проекта.

На последнем этапе оформляется отчет по проделанной работе, делается презентация проекта разработки месторождения.

Апробация при выполнении научно-исследовательских работ

Апробация результатов исследований произведена при выполнении 22 проектов оперативных подсчетов запасов, подсчетов запасов, технико-экономических обоснований коэффициентов извлечения нефти, проектов пробной эксплуатации, технологических схем разработки и дополнений к технологическим схемам разработки в рамках 18 НИР по 16 месторождениям Томской области в период с 2010 по 2019 годы (условные названия месторождений приведены в соответствии с приложением 4). Список НИР представлен в приложении 8.

Все месторождения характеризуются различной степенью изученности, разной сложностью геологического строения и структуры. Среди месторождений есть как однопластовые, так и многопластовые, некоторые из месторождений осложнены разломами, газовыми шапками либо находятся в труднодоступных районах Томской области (сезонная разработка). Перечисленные особенности осложняют принятие решений при управлении разработкой месторождений и обуславливают высокие требования к качеству проектных документов. В таких условиях особенно важно комплексно подходить к выбору стратегии управления разработкой при создании проектного документа.

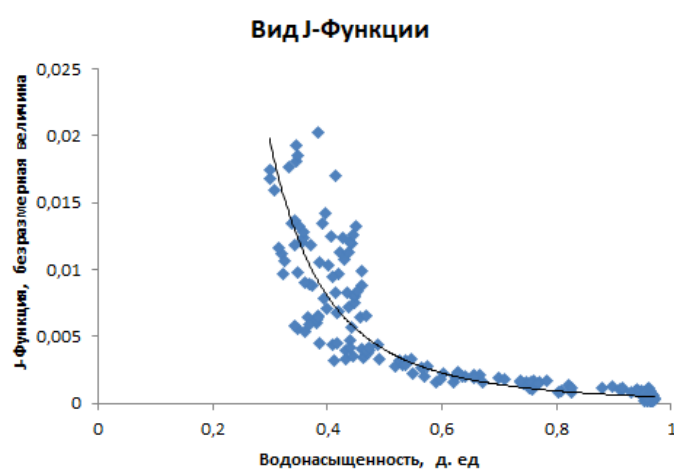
Статистика по созданию проектов по месторождениям представлена в таблице 4.1. Все проекты успешно прошли процедуры государственной экспертизы и защиты в Государственных комиссиях по запасам и Центральных комиссиях по разработке, что подтверждается протоколами заседаний. При выполнении всех работ в рамках НИР применялись результаты диссертационного исследования, примеры нескольких месторождений приведены ниже.

ПО J-Function применялось для поиска функции распределения начальной водонасыщенности пласта в проектах подсчетов запасов. В качестве исходных данных используются результаты исследования керна (рисунок 4.10 (а)), на основе которых ПО выдает функцию распределения водонасыщенности (рисунок 4.10 (б)).

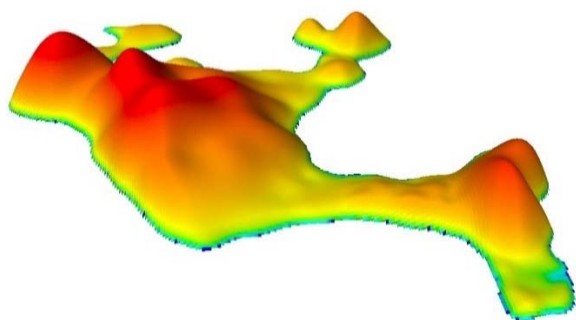
Далее в специализированном ПО для геологического моделирования пластов месторождений (при выполнении проектов применялось ПО Petrel компании Schlumberger), выполняется распределение свойства водонасыщенности в модели на основе свойств пористости, проницаемости и в зависимости от высоты ячеек модели над уровнем водонефтяного контакта. Результаты распределения водонасыщенности приведены на рисунке 4.10: изометрическое изображение залежи пласта (в), разрез модели по оси X (г).

Кпо, %	Кпр, мД	Остаточная водонасыщенность Кво, %						
		Давление вытеснения, МПа						
		0,014	0,028	0,055	0,103	0,207	0,414	0,621
14,6	16,8	99,2	89,2	54,1	42,9	37,1	36,0	35,8
15,9	43,8	97,7	59,7	45,6	38,3	33,5	32,9	32,6
14,2	62,3	98,1	47,1	36,8	31,0	27,2	26,5	26,4
14,0	24,9	98,0	52,7	40,2	33,7	29,6	28,6	28,3
17,7	8,1	98,7	96,4	84,6	67,4	54,1	51,4	51,1
19,3	11,6	98,4	98,2	71,3	55,4	47,7	46,2	46,0
18,9	40,6	98,7	76,9	56,7	47,4	41,1	40,1	39,9
18,0	1,5	98,9	98,9	98,8	98,0	80,9	73,0	71,6
11,9	1,4	97,2	97,2	97,2	97,1	97,1	96,8	96,1
16,2	7,1	97,7	97,0	75,6	60,7	50,9	49,5	48,9
17,9	13,6	98,4	96,0	65,9	52,5	43,9	42,8	42,5
18,1	8,9	98,4	96,4	66,4	52,6	44,2	43,0	42,7
18,3	14,9	97,6	94,0	64,7	51,7	43,7	42,6	42,5
18,3	21,6	98,2	80,9	57,9	47,0	39,7	38,6	38,5
17,3	9,2	97,9	97,5	71,0	53,0	44,9	43,6	43,3
19,8	4,1	99,2	99,1	94,0	71,6	59,0	57,1	56,8
19,3	11,6	99,0	98,5	74,1	58,6	50,1	48,9	48,7
19,5	13,3	98,8	97,8	67,6	56,7	49,7	48,8	48,7
19,5	3,6	97,8	97,6	97,0	77,4	61,5	58,6	58,3
19,3	2,5	98,5	98,4	97,9	76,4	61,3	57,5	57,0
19,0	1,9	98,5	98,5	98,0	94,6	80,3	73,3	72,3
19,3	3,0	98,1	98,1	97,8	87,1	72,1	64,6	63,7

а)



б)



в)



г)

Рисунок 4.10 – Результаты применения ПО J-Function на примере месторождения М5

Таблица 4.1 – Статистика по проектам подсчетов запасов и прогнозов разработки месторождений Томской области в рамках НИР, выполненных с применением результатов диссертационного исследования

Тип проекта	Вид проекта	Количество проектов	Апробация								Результаты	
			2 п.	3 положение		ПО				4 п.		
			Комплексный подход к моделированию	Метод поиска аналогий	Метод верификации исходных данных	ПО J-Function	ПО GDM-Tool	ПО RePort	ПО Economics	Усовершенствованная система управления	Экспертиза	Защита
Подсчет запасов	ОПЗ	6	✓	✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓
	ПЗ	2	✓	✓	✓	✓		✓		✓	✓	✓
Прогноз разработки	ТЭО КИН	1	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	ППЭ	4	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	ТСР	4	✓		✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓
	ДТСР	5	✓		✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓

При выполнении подсчетов запасов на ранних стадиях жизненного цикла ряда месторождений (М5, М14, М17) часть параметров, необходимых для моделирования пластов, но отсутствовавших по данным месторождениям, были заимствованы с аналогичных месторождений с применением метода поиска аналогий. К таким параметрам, например, относятся:

- плотность нефти;
- объемный коэффициент нефти;
- газосодержание.

Метод верификации исходных данных при выполнении подсчетов запасов позволил выявлять ошибки в инклинометрии по скважинам, а также интерпретации геофизических исследований в скважинах таких параметров, как:

- пористость;
- проницаемость;
- коллектор.

Выявление ошибок в исходных данных на ранних стадиях построения модели пласта позволило минимизировать количество итераций для перестроения модели (в случае обнаружения ошибок на более поздних стадиях).

Уточнение свойств пласта месторождения на основе информации о динамике эксплуатации выполнялось при наличии истории разработки. К примеру, на момент выполнения работ по проекту подсчета запасов по месторождению М4, добыча велась 6 скважинами (круговые диаграммы на рисунке 4.11). Пересчет свойств проницаемости и начальной водонасыщенности пласта позволил получить более корректную модель и точнее оценить объем запасов.

ПО GDM-Tool применялось для формирования систем размещения проектных скважин по проектам прогноза разработки. Например, месторождение М4 включает 4 продуктивных пласта: Б₁₀, Ю₁³⁻⁴, Ю₁₄, М, на одном из которых выделено 2 залежи нефти (рисунок 4.12). Данное месторождение характеризуется сложным строением и присутствием разломов. Для проекта дополнения к технологической схеме разработки месторождения по каждому пласту создавалось несколько вари-

антов его разработки (без учета вариантов для выбора системы размещения скважин): пласт Б₁₀, – 4 варианта, пласт Ю₁³⁻⁴ – 4 варианта, пласт Ю₁₄ – 4 варианта, пласта М – по 3 варианта разработки для каждой залежи. Применение ПО GDM-Tool позволило сократить время формирования расстановок проектных скважин, создания календарного планирования для их бурения и ввода в эксплуатацию, а также формирования необходимых для симулятора (работы выполнялись с применением Eclipse Schlumberger) файлов данных по сравнению с существующей системой управления разработкой.

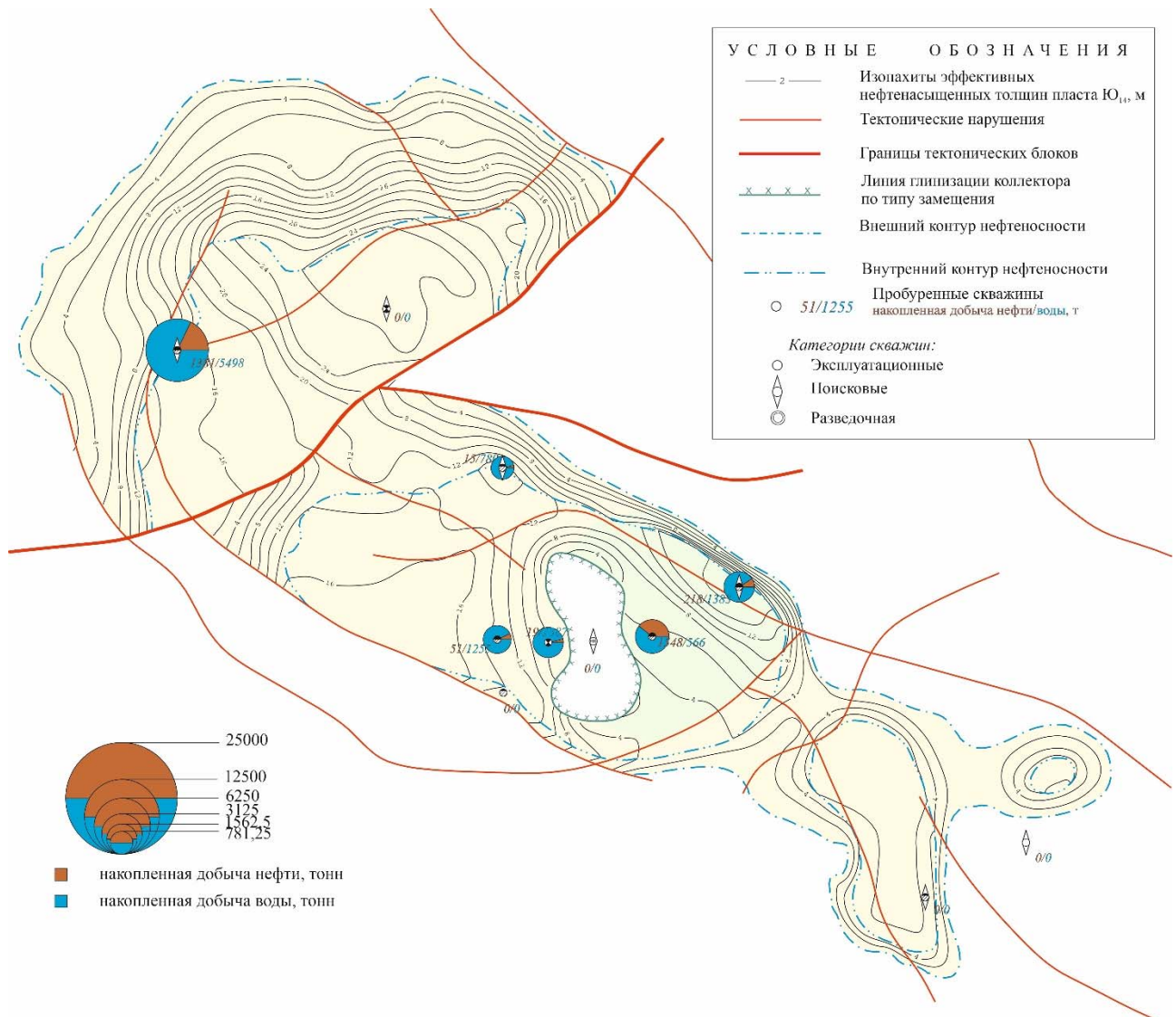


Рисунок 4.11 – Фактические объемы добычи по скважинам пласта Ю₁₄ по месторождению М4

Пример размещения с помощью ПО GDM-Tool проектных скважин по одному из прогнозных вариантов разработки пласта Ю₁₄ месторождения М4 приведен на рисунке 4.13.

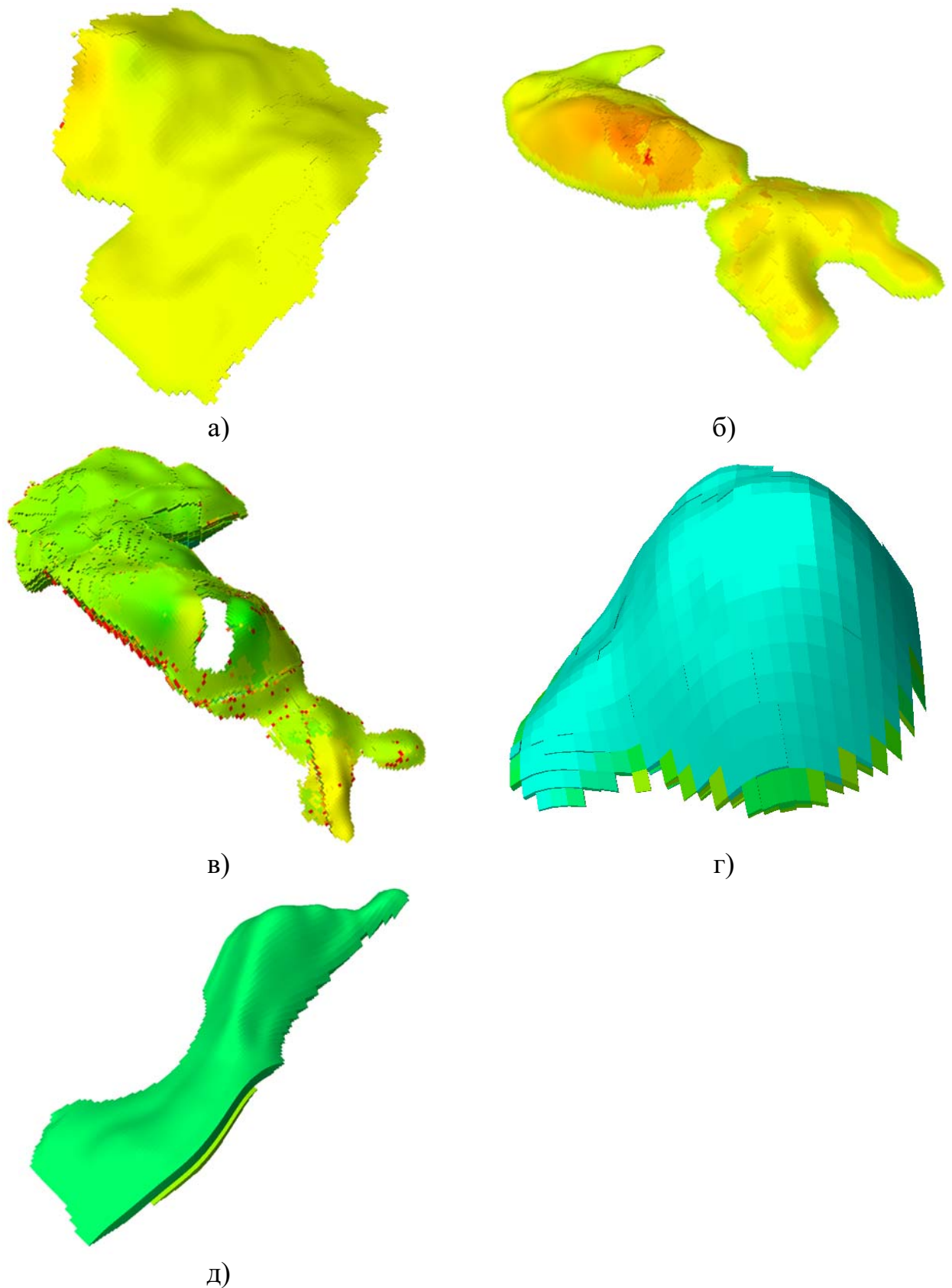


Рисунок 4.12 – Изометрические изображения геологических моделей месторождения М4: а) залежь пласта Б₁₀; б) залежь пласта Ю₁³⁻⁴; в) залежь пласта Ю₁₄; г) пласт М, залежь 1; д) пласт М, залежь 2

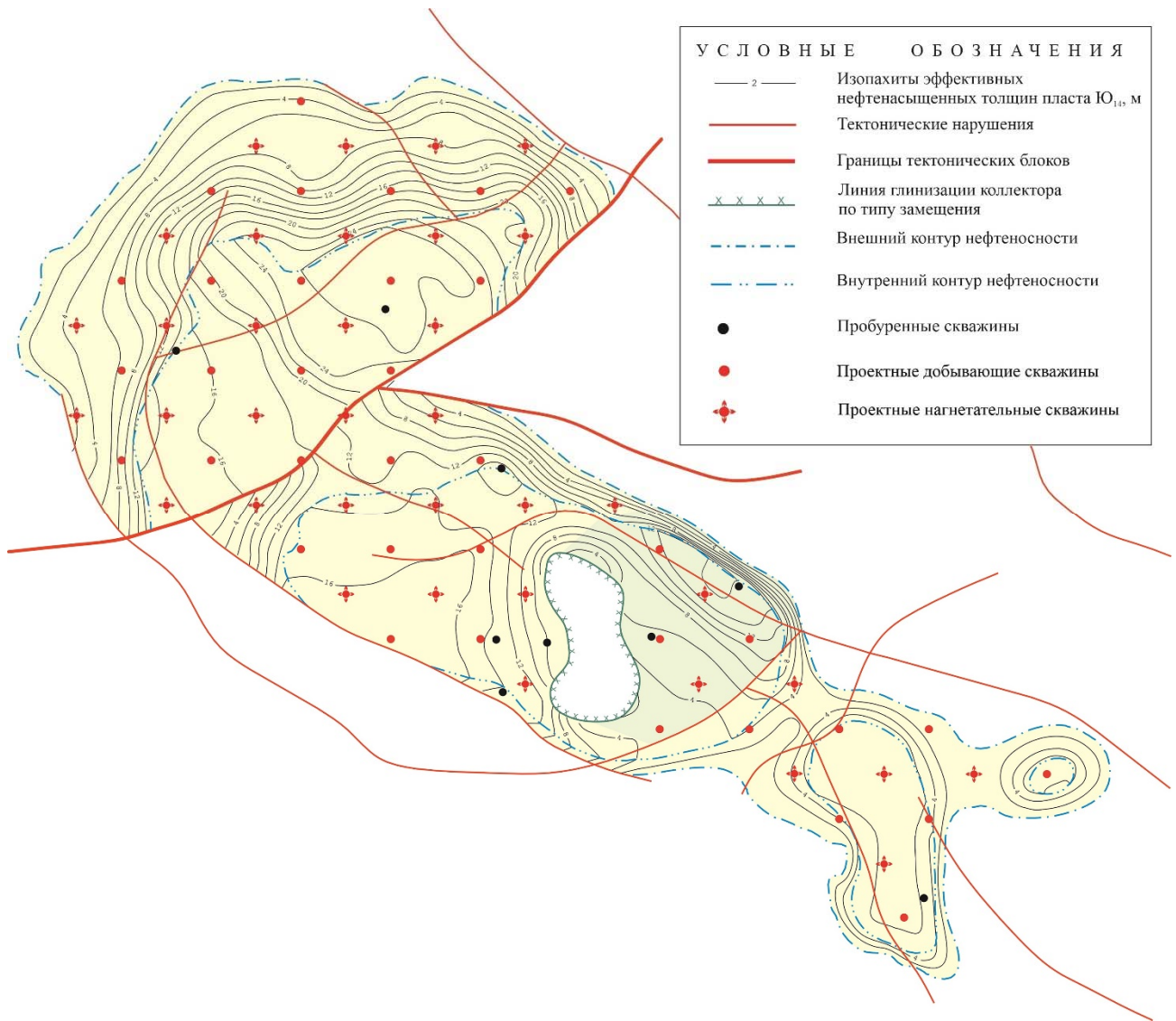
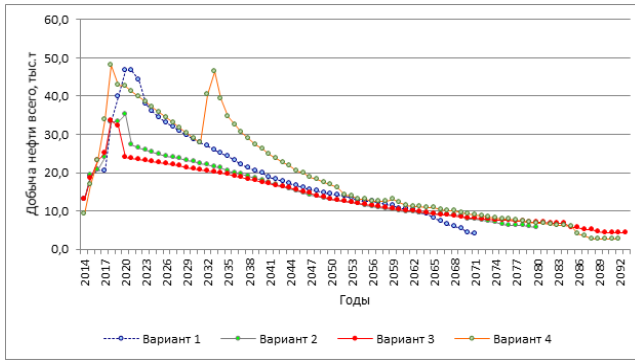


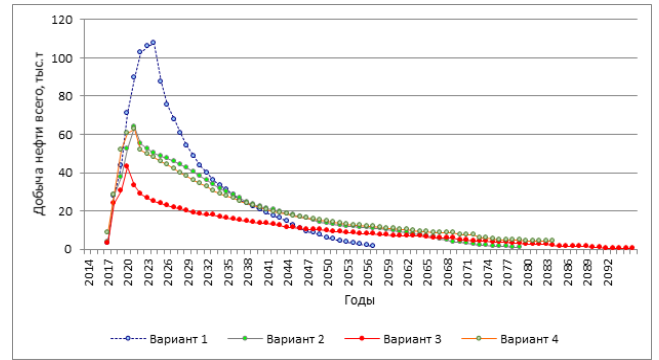
Рисунок 4.13 – Схема одного из вариантов размещения проектных скважин пласта Ю₁₄ по месторождению М4

Таким образом, выбор стратегии разработки и принятие решений о размещении прогнозных скважин по месторождению, а также о выборе наиболее выгодных мест их расположения, режимах ввода и эксплуатации выполнялись по 18 вариантам (рисунок 4.14). При этом каждый из 18 вариантов проходит итеративную процедуру настройки и пересчета. Для снижения количества итераций при настройке вариантов разработки применялось авторское ПО Economics.

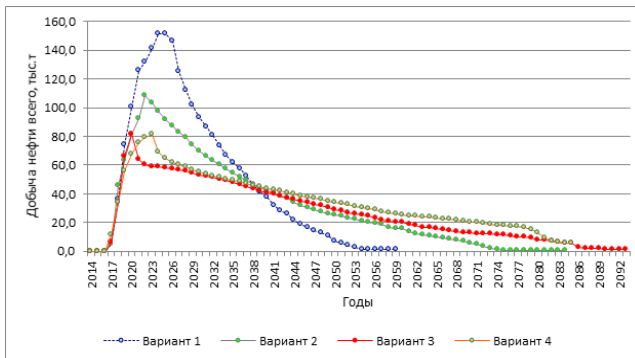
Окончательный выбор варианта разработки производится по результатам оценки экономистом – по совокупности технологических и экономических показателей. Стратегия разработки месторождения представляет собой комбинацию из вариантов разработки каждого из входящих в его состав пластов.



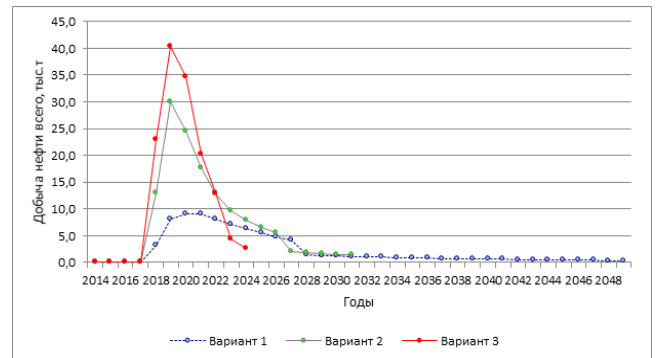
а)



б)



в)



г)

Рисунок 4.14 – Динамика добычи нефти по прогнозным вариантам разработки месторождения М4, пласты а) Б₁₀; б) Ю₁³⁻⁴; в) Ю₁₄; г) М

Результатом создания проекта на разработку месторождения является проектный документ, который включает в свой состав:

- текст отчета с описанием всех этапов создания проекта, обоснованием принятых параметров и рекомендаций;
- текстовые и табличные приложения по каждому из прогнозных вариантов разработки, включающие: технологические показатели, экономические показатели, программа исследовательских работ;
- графические приложения по месторождению в целом и каждому из прогнозных вариантов разработки;

Ниже как пример одной из таблиц по прогнозным показателям варианта разработки приведена таблица 4.2.

Таблица 4.2 – Пример одной из таблиц по прогнозным показателям варианта разработки одного из месторождений
Томской области

	Показатели	Годы																
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	Добыча нефти всего, тыс.т	5,1	22,7	50,9	92,2	108,6	128,3	128,6	129,1	116,9	110,7	106,4	102,5	98,8	94,8	92,0	89,2	95,1
2	В том числе из: переход. скважин	0,9	2,2	21,7	35,8	66,5	93,5	110,9	114,3	116,9	110,7	106,4	102,5	98,8	94,8	92,0	89,2	95,1
3	В том числе из: новых скважин	4,2	20,4	29,2	56,4	42,1	34,8	17,7	14,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	В том числе из: мех. способом	5,1	22,7	50,9	92,2	108,6	128,3	128,6	129,1	116,9	110,7	106,4	102,5	98,8	94,8	92,0	89,2	95,1
5	Ввод нов. доб. скв., всего, шт.	1	4	8	10	11	15	6	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В том числе: из экспл. бурения	1	4	8	10	11	15	6	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	В том числе: из развед. бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	В том числе: перев. с др. объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Сред.сут. деб. неф. нов. скв., т/сут	26,2	31,9	22,8	35,2	23,9	14,5	18,4	10,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Сред. число дней раб. нов. скв., дни	160	160	160	160	160	160	160	160	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Средн. глуб. нов. скв., м	6050	3800	3488	3880	3436	3740	3933	4044	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Экспл. бурение, всего, тыс.м	6,1	15,2	27,9	38,8	37,8	56,1	23,6	36,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7
13	В том числе: добывающие скважины	3,0	13,1	26,8	38,2	41,8	55,9	23,6	36,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	В том числе: вспом. и спец. скважины	3,1	3,1	3,1	3,6	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Рас. вр. раб. нов. скв. пред. г., дни	0	347	347	347	347	347	347	347	347	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Рас. доб. неф. нов. скв. пред. г., тыс.т	0,0	9,1	44,3	63,3	122,1	91,3	75,4	38,4	32,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Доб. неф. перех. скв. пред. г., тыс.т	0,0	0,9	2,2	21,7	35,8	66,5	93,5	110,9	114,3	116,9	110,7	106,4	102,5	98,8	94,8	92,0	89,2
18	Рас. доб. неф. пер. скв. дан. года, тыс.т	0,0	10,0	46,5	85,0	157,9	157,8	168,9	149,2	146,4	116,9	110,7	106,4	102,5	98,8	94,8	92,0	89,2
19	Ожид доб. неф. пер. скв. дан. г., тыс.т	0,9	2,2	21,7	35,8	66,5	93,5	110,9	114,3	116,9	110,7	106,4	102,5	98,8	94,8	92,0	89,2	95,1
20	Изм. доб. неф. пер. скв., тыс.т	0,9	-7,8	-24,8	-49,2	-91,4	-64,3	-58,1	-34,9	-29,5	-6,3	-4,2	-3,9	-3,7	-4,0	-2,8	-2,8	5,9
21	Проц. изм. доб. неф. пер. скв., %	0,0	-77,7	-53,3	-57,9	-57,9	-40,7	-34,4	-23,4	-20,1	-5,3	-3,8	-3,7	-3,6	-4,1	-2,9	-3,0	6,6
22	Мощность новых скв., тыс.т	9,1	44,3	63,3	122,1	91,3	75,4	38,4	32,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	Выбытие добыв. скв., шт.	0	1	1	4	6	6	10	4	6	0	0	0	0	1	0	0	0
24	В т. ч. под закачку	0	1	1	4	6	6	10	4	6	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Фонд доб. скв. на кон. г., шт	2	5	12	18	22	31	27	32	26	26	26	26	26	25	25	25	25

	Показатели	Годы																
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
26	В т. ч. нагнет. в отработке	2	2	5	6	6	10	4	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Дейст. фонд доб. скв. на кон. г., шт	1	4	11	17	22	31	27	32	26	26	26	26	26	25	25	25	25
28	Перевод скв. на мех. добычу, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Фонд мех. скважин, шт	1	4	11	17	22	31	27	32	26	26	26	26	26	25	25	25	25
30	Ввод нагнет. скважин, шт	0	1	1	5	6	7	10	4	6	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Выбытие нагнет. скв., шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд нагн. скв. на кон. г., шт	0	1	2	7	13	20	30	34	40	40	40	40	40	40	40	40	40
33	Дейст. фонд нагн. скв. на кон. г., шт	0	1	2	7	13	20	30	34	40	40	40	40	40	40	40	40	40
34	Фонд введ. рез. скв. на кон. г., шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Ср. деб. ж. дейст. скв., т/сут	116,5	74,7	40,9	36,4	32,6	28,4	29,6	28,9	29,6	29,3	29,1	29,1	29,2	30,3	30,7	31,0	34,8
36	Ср. деб. жид. пер. скв, т/сут	0,0	0,0	55,3	32,1	31,1	31,2	30,2	28,3	29,6	29,3	29,1	29,1	29,2	30,3	30,7	31,0	34,8
37	Ср. деб. жид. нов. скв., т/сут	115,5	47,7	29,2	42,9	35,9	22,0	25,6	32,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Ср. обв. продукц. дейст ф. скв., %	72,6	52,6	46,4	37,1	40,2	43,1	47,4	52,5	56,2	58,1	59,5	60,9	62,5	64,0	65,4	66,8	68,5
39	Ср. обв. продукц. пер. скв.,%	472,5	87,1	62,3	54,0	43,8	45,9	49,5	49,3	56,2	58,1	59,5	60,9	62,5	64,0	65,4	66,8	68,5
40	Ср. обв. продукц. нов. скв., %	77,3	33,1	21,9	17,9	33,3	34,1	27,9	68,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Ср. деб. неф. дейст. скв., т/сут	31,9	35,4	21,9	22,9	19,5	16,1	15,6	13,7	13,0	12,3	11,8	11,4	11,0	10,9	10,6	10,3	11,0
42	Ср. деб. неф. перех. скв., т/сут	0,0	0,0	20,9	14,8	17,4	16,9	15,2	14,3	13,0	12,3	11,8	11,4	11,0	10,9	10,6	10,3	11,0
43	Ср. прием. нагн. скв., м³/сут	0,0	218,6	135,2	75,0	43,2	35,4	27,5	23,6	20,9	19,3	19,3	19,3	19,3	19,4	19,5	19,6	21,7
44	Доб. жидкости, всего, тыс.т	18,6	47,8	95,0	146,5	181,7	225,6	244,3	271,7	266,7	264,4	262,8	262,0	263,2	263,1	265,8	268,6	301,9
45	В т. ч. из переход. скважин, тыс.т	0,2	17,3	57,6	77,9	118,5	172,8	219,7	225,5	266,7	264,4	262,8	262,0	263,2	263,1	265,8	268,6	301,9
46	В т. ч. из нов. скважин	18,5	30,5	37,4	68,6	63,2	52,8	24,6	46,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	В т. ч. мех. способом	18,6	47,8	95,0	146,5	181,7	225,6	244,3	271,7	266,7	264,4	262,8	262,0	263,2	263,1	265,8	268,6	301,9
48	Доб. жидкости с нач. разр., тыс.т	19	66	161	308	490	715	960	1231	1498	1762	2025	2287	2550	2813	3079	3348	3650
49	Доб. неф. с нач. разр., тыс.т	5	28	79	171	279	408	536	665	782	893	1000	1102	1201	1296	1388	1477	1572
50	Козф. нефтеизвлеч., д. ед.	0,000	0,002	0,006	0,012	0,020	0,030	0,039	0,048	0,057	0,065	0,072	0,080	0,087	0,094	0,100	0,107	0,114
51	Отбор от утв. извл. зап., %	0,1	0,7	2,0	4,3	7,1	10,4	13,6	16,9	19,9	22,7	25,4	28,0	30,5	32,9	35,2	37,5	39,9
52	Темп отб. нач. утв. изв. зап., %	0,1	0,6	1,3	2,3	2,8	3,3	3,3	3,3	3,0	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	2,3	2,3	2,4
53	Темп отб. тек. утв. изв. зап., %	0,1	0,6	1,3	2,4	3,0	3,6	3,8	3,9	3,7	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	4,0
54	Зак. раб. агента, тыс.м³ /год	0,0	35,0	68,5	112,0	146,4	199,5	234,8	260,9	266,6	267,1	267,1	267,0	268,1	268,7	270,0	271,4	300,7
55	Зак. раб. агента с нач. разр., тыс.м³	0	35	104	216	362	561	796	1057	1324	1591	1858	2125	2393	2662	2932	3203	3504
56	Компен. отбора: текущая, %	0,0	73,1	72,2	76,5	80,6	88,4	96,1	96,0	99,9	101,0	101,7	101,9	101,8	102,1	101,6	101,1	99,6
57	Компен. отбора: с нач. разр., %	0,0	52,6	64,1	70,0	73,9	78,5	83,0	85,9	88,4	90,3	91,7	92,9	93,8	94,6	95,2	95,7	96,0

Применение авторского ПО RePort при создании проектов разработки месторождений позволило значительно сократить время формирования отчетности по проектам, а также исключить влияние человеческого фактора, что привело к снижению количества ошибок в проектных документах.

Разработанный комплексный подход был использован при выполнении НИР по моделированию полигона захоронения жидких отходов [95] и позволил решить эту крайне специфичную задачу.

Были выполнены следующие работы:

- построение геологической 3D модели пласта полигона захоронения жидких отходов;
- моделирование фактического и прогнозного фронтов распространения закачки от нагнетательных скважин в пласт;
- определение вероятности попадания отходов в пластовые воды;
- построение 3D модели наземной инфраструктуры полигона и устройства объектов.

Состав исходных данных:

- 815 скважин различного назначения (контрольные, нагнетательные и др.);
- 15 горизонтов для укрупненной модели пласта (региона);
- 159 горизонтов для детальной модели пласта полигона захоронения;
- картографические данные;
- схемы и фотографии местности и объектов инфраструктуры (трубопроводов, насосные станции и пр.);
- литологическое описание пластов;
- ретроспективная информация по фактическим объемам закачки жидких отходов за период с 1963 г. по настоящее время.

Для выполнения геологического моделирования использован пакет для интерпретации исходных данных, геологического моделирования и моделирования разработки пластов Petrel Schlumberger Information Solutions (рисунок 4.15).

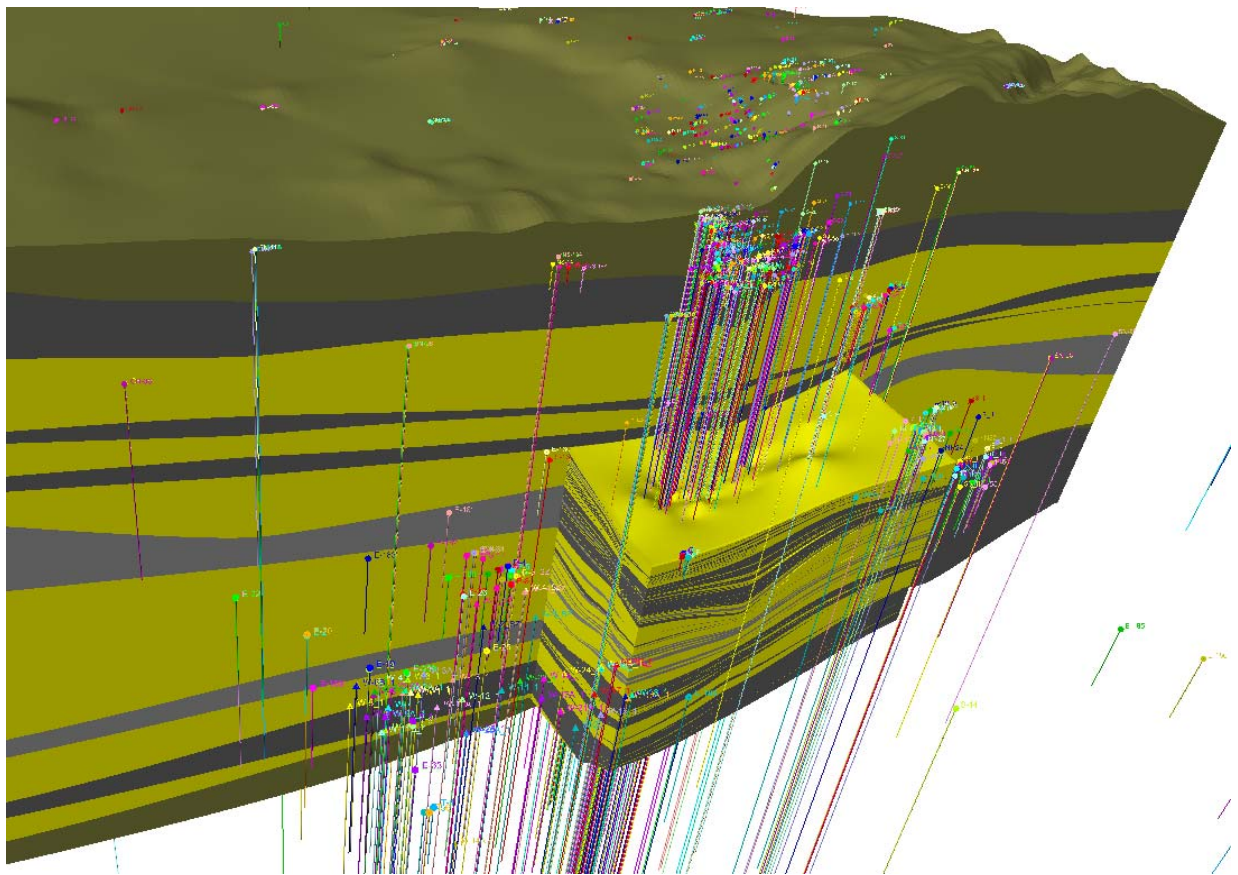


Рисунок 4.15 – Геологическая модель с пробуренными скважинами

Выполнен расчет динамики закачки жидкости в пласт во времени (фактические объемы, а также прогноз распространения) и ее визуализация (рисунок 4.16).

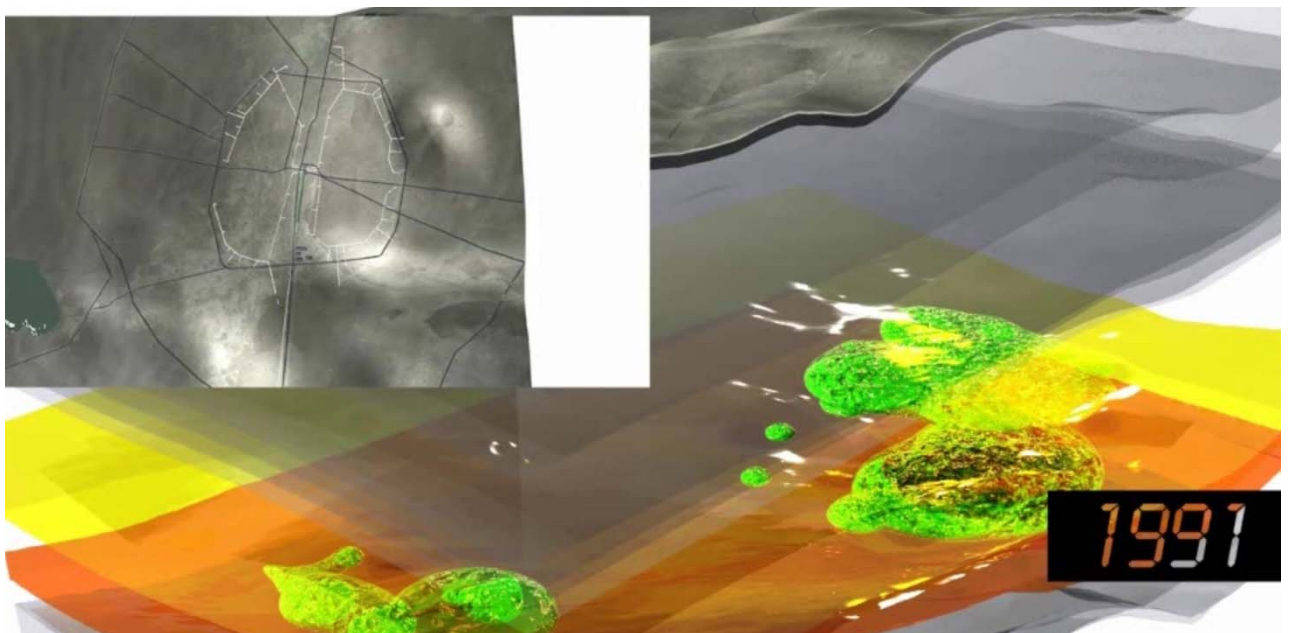


Рисунок 4.16 – Фронт закачки отходов в пласт

Для построения технологической модели пласта полигона использован пакет для создания трехмерной графики и анимации Autodesk 3Ds Max (рисунок 4.17). При выполнении проекта разработана технология перевода геологической модели в технологическую [95]. Суть технологии заключается в формировании по горизонтам геологической модели карт глубины, которые затем используются в 3Ds Max.

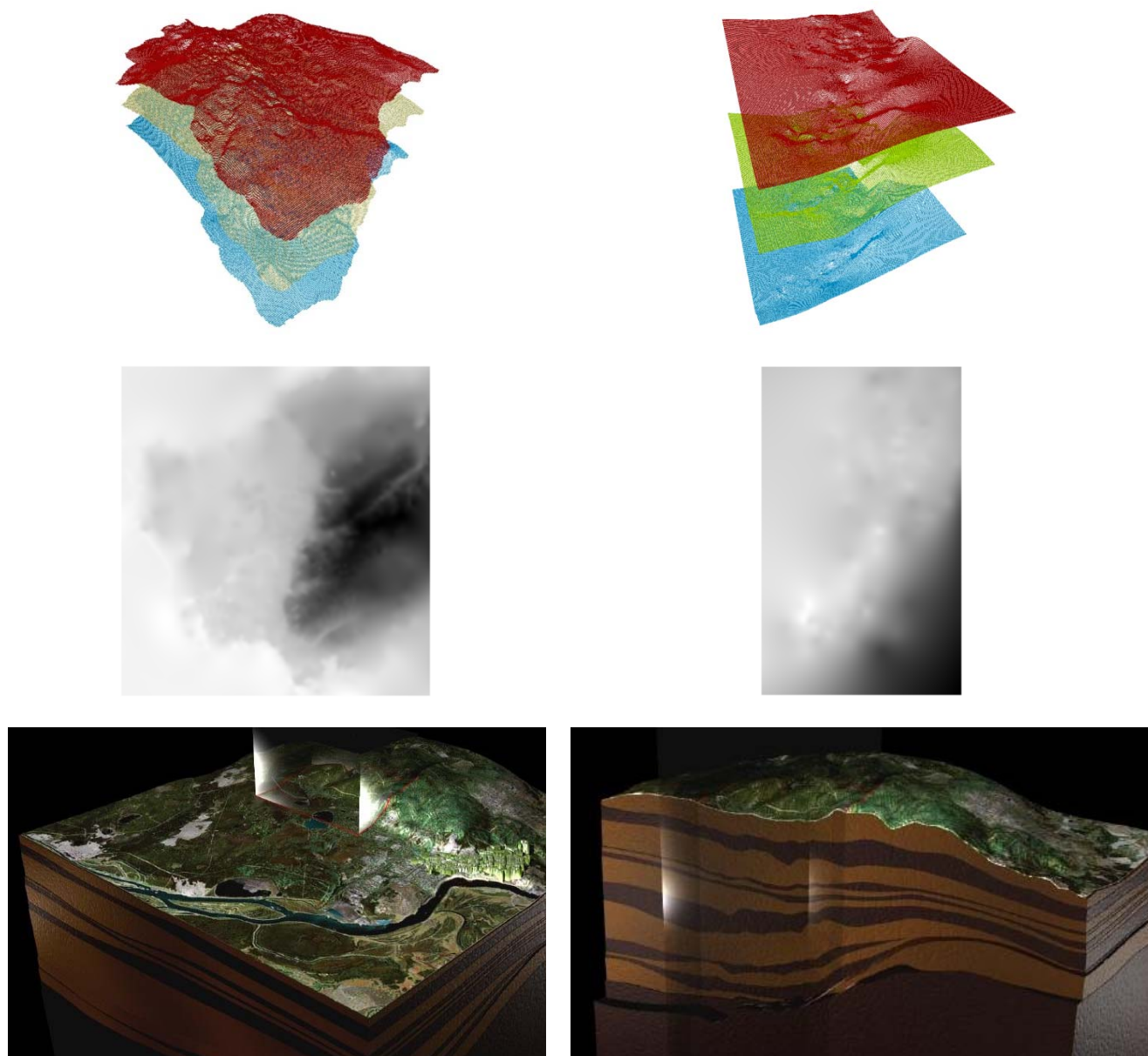


Рисунок 4.17 – Переход от геологической модели к технологической

В результате получены укрупненная геологическая модель, детальная геологическая модель пласта полигона захоронения, воспроизведена история закачки

жидких отходов, рассчитано прогнозное распространение отходов, получены детальные 3D модели объектов инфраструктуры полигона. На рисунке 4.18 представлены различные уровни визуального представления моделей объектов.

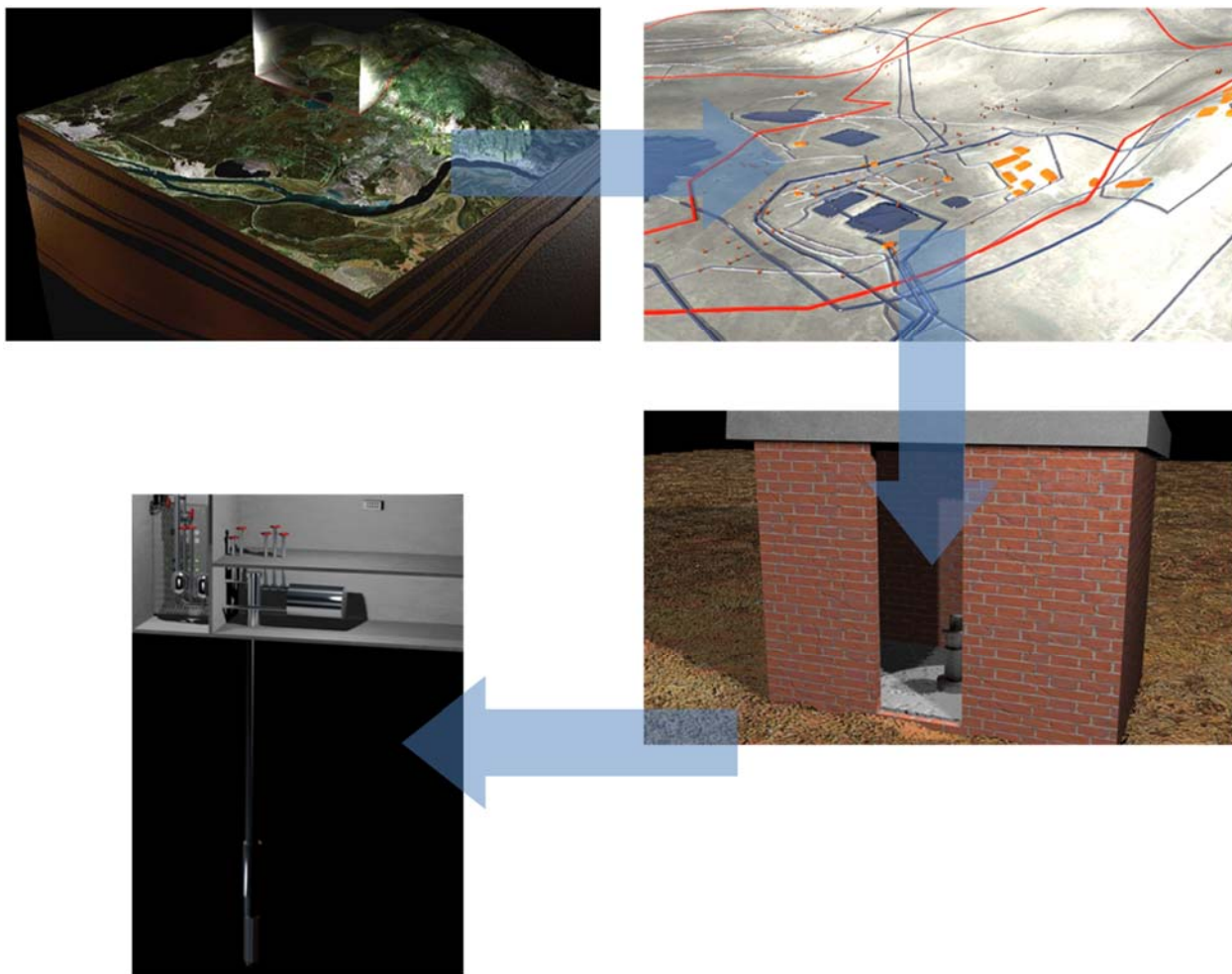


Рисунок 4.18 – Различные уровни детализации визуального представления объектов в модели полигона захоронения отходов

Таким образом, применение комплексного подхода при моделировании полигона захоронения отходов позволило сделать вывод о безопасности закачки отходов в пласт, а различные уровни детализации модели позволяют снизить затраты и повысить эффективность оперативного управления.

Апробация при выполнении работ в рамках грантов

Отдельные положения диссертационного исследования были использованы при выполнении ряда работ в рамках грантов:

- Государственный контракт, 1 грант:

о 2013 г., грант №14.515.11.0047 «Исследование принципов построения системы мониторинга технологических процессов и адаптивного управления разработкой "интеллектуального" месторождения на основе постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения»;

- Государственное задание Минобрнауки, 1 грант:

о 2017-2019 гг., грант №2.1642.2017/ПЧ «Когнитивные методы визуализации и анализа многомерных данных при моделировании нелинейных динамических систем»;

- Российский фонд фундаментальных исследований, 3 гранта:

о 2017-2019 гг., грант №17-05-00148 А «Особенности субмаринной разгрузки грунтовых вод в прибрежно-шельфовой зоне восточно-арктических морей России»,

о 2018-2020 гг., грант №8-41-700001 р_а «Нелинейная динамика чувствительных элементов нано- и микро- электромеханических систем (МЭМС и НЭМС) с учетом различного типа нелинейностей в условиях тепловых, вибрационных и шумовых воздействий применяемых в приборостроении»,

о 2019-2021 гг., грант №19-07-00844 А «Новые методы формирования и применения многомерных визуальных моделей для представления, обработки, анализа, интерпретации и использования больших мультисенсорных данных»;

- Российский научный фонд, 1 грант:

о 2018-2020 гг., грант №18-11-00215 «Построение и визуальный анализ многомерных данных»;

- программа повышения конкурентоспособности Томского государственного университета, 1 грант:

о 2019 г., грант №8.2.17.2019 «Разработка алгоритмов и методик для повышения эффективности проектирования разработки месторождений нефти и газа на основе комплексного подхода».

Апробация на конференциях

Результаты диссертационных исследований представлялись на 16 всероссийских и международных конференциях, список которых представлен в приложении 9.

4.3. Внедрение

Программное обеспечение «RePort» и комплексный подход к моделированию месторождения внедрены в ООО «Западно-Сибирская Компания» (приложение 10) и использовались для автоматического формирования проектной документации на основе геологических и гидродинамических моделей месторождений углеводородов.

Применение указанных программных средств и подходов показало снижение объемов численного геологического и гидродинамического моделирования при выполнении проектов по подсчету запасов, прогнозу разработки, технико-экономическому обоснованию инвестиций и коэффициентов извлечения углеводородов месторождений углеводородов в 2016-2017 гг., в частности при выполнении следующих договоров:

- дог. № 4-693/17 от 13.02.2017 г.;
- дог. № 4-664/16 от 18.07.2016 г.;
- дог. № 4-659/16 от 01.04.2016 г.;
- дог. № 4-677/16 от 17.10.2016 г.

Внедренные программный продукт и комплексный подход позволили снизить количество итераций геологического и гидродинамического моделирования при создании проектов разработки месторождений, а также автоматизировать формирование отчетности, тем самым сократив общее время выполнения проектов на 10-15%.

Выводы

По результатам диссертационных исследований реализовано ПО, которое представляет собой инструменты для ЛПР, позволяющие ему сократить время принятия решений при выполнении ряда операций в управлении разработкой месторождений УВ, кроме того, снижающие влияние человеческого фактора.

Апробация разработанных решений при выполнении ряда реальных проектов позволила доказать эффективность разработанных моделей, методов и ПО в плане сокращения общего времени проектной деятельности и повышения достоверности проектных решений. В ходе апробации была решена такая специфическая задача, как моделирование полигона захоронения отходов, что позволяет говорить о гибкости разработанных решений и возможности их трансформации и адаптации под применение в других отраслях.

Успешное применение результатов исследований в образовательном процессе говорит о возможности применения решений для подготовки кадров в нефтегазовой отрасли. Результаты исследований использовались при выполнении работ в рамках грантов (в т.ч. Российского научного фонда, Госзадание Минобрнауки, Российского фонда фундаментальных исследований), представлялись на ряде все-российских и международных конференций.

Проведено успешное внедрение в ООО «Западно-Сибирская Компания», что позволило сократить время выполнения проектов по подсчету запасов, прогнозу разработки, технико-экономическому обоснованию инвестиций и коэффициентов извлечения углеводородов месторождений углеводородов на 10-15%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационном исследовании решена важная научно-техническая задача повышения эффективности проектно-ориентированного управления разработкой месторождений углеводородов, а также получены результаты:

1. Проведено исследование управленческой деятельности в разработке месторождения углеводородов. Исследованы системные связи субъектов управления и закономерности функционирования процессов в управлении разработкой месторождения углеводородов.

2. Доказано, что управленческая деятельность в разработке месторождения носит проектно-ориентированный характер. Предложена системная модель проектно-ориентированного управления разработкой месторождения углеводородов.

3. Произведен анализ существующей системы проектно-ориентированного управления разработкой месторождения. Выявлены возможности повышения эффективности управления разработкой месторождения углеводородов, повышения точности проектного решения и проектного документа на основе комплексирования исходных данных и моделей.

4. Предложен новый комплексный подход к моделированию при управлении разработкой месторождения, объединяющий стадии геологического и гидродинамического моделирования и позволяющий повысить точность оценки запасов на 9 % путем привлечения информации об истории функционирования месторождения углеводородов и снизить итеративность прогнозного моделирования на 25 %.

5. Разработаны методы верификации исходных данных и поиска аналогий на основе трехмерных визуальных моделей данных, которые позволяют восстанавливать недостающие данные в условиях их неполноты, а также уменьшают количество ошибок при моделировании на 18 % при подсчете запасов и на 13,5 % при прогнозе разработки.

6. Предложена усовершенствованная система проектно-ориентированного управления разработкой месторождения углеводородов на основе комплексирования исходных данных и моделей, повышающая эффективность управления разработкой за счет снижения на 9,5 % при подсчете запасов и на 10,2 % при прогнозе разработки времени принятия решений.

7. Реализованное программное обеспечение J-Function, GDM-Tool, RePort, Economics зарегистрировано в реестре программ для ЭВМ (свидетельства №№ 2009614136, 2011616248, 2015611924, 2019611730) и протестировано на реальных данных по месторождениям Томской области.

8. Выполнена апробация предложенных решений и усовершенствованной системы проектно-ориентированного управления разработкой месторождения в рамках 18 научно-исследовательских работ по месторождениям Томской области в период с 2010 по 2019 годы.

9. Результаты исследований использованы в курсе лабораторных работ по «Методологии проектирования в нефтегазовой отрасли и управление проектами» для подготовки магистров профилей: 131000.01, 13100.02, 131000.06, 131000.14 направления 21.04.01 «Нефтегазовое дело» Института природных ресурсов ТПУ (справка о внедрении результатов научно-исследовательской работы в практику).

10. Программное обеспечение внедрено в ООО «ЗСК» (2 акта внедрения).

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

2D	– двухмерный;
3D	– трехмерный;
БД	– база данных;
БЗ	– база знаний;
ГДМ	– гидродинамическая модель;
ГКЗ	– государственная комиссия по запасам;
ГМ	– геологическая модель;
ЖЦ	– жизненный цикл;
ЖЦМ	– жизненный цикл месторождения;
КИН	– коэффициент извлечения нефти;
ЛПР	– лицо, принимающее решение;
ОПЗ	– оперативный подсчет запасов;
ОС	– организационная система;
ПДГТМ	– постоянно действующая геолого-технологическая модель;
ПЗ	– подсчет запасов;
ПО	– программное обеспечение;
ППЭ	– проект пробной эксплуатации;
РД	– руководящий (регламентный) документ;
СЭС	– социально-экономическая система;
ТМ	– технологическая модель;
ТС	– технологическая схема;
ТСР	– технологическая схема разработки;
УВ	– углеводороды;
УП	– управление проектами;
УСЭС	– управление социально-экономической системой;
ЦКР	– центральная комиссия по разработке;
ЭМ	– экономическая модель;

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Новиков Д.А. Введение в теорию управления образовательными системами. - М.: Эгвес, 2009.
2. Новиков Д.А. Структура теория управления социально-экономическими системами // Управление большими системами: сборник трудов. – 2009. Выпуск 24. – С. 216-257.
3. Бурков В.Н., Новиков Д.А. Как управлять проектами. – М.: Синтег, 1997.
4. Новиков Д.А. Человеческий фактор в управлении: сборник статей / Н.А. Абрамова, К.С. Гинсберг, Д.А. Новиков. – М.: КомКнига, 2006. – 496 с.
5. Новиков Д.А. Методология управления. – М.: Либроком, 2011. – 128 с.
6. Новиков Д.А. Теория управления организационными системами. 3-е изд., испр. и дополн. – М.: Издательство физико-математической литературы, 2012. – 604 с.
7. Новиков А.М., Новиков Д.А. Методология. – М.: СИН-ТЕГ. – 668 с.
8. Васильев Д.К., Заложнев А.Ю., Новиков Д.А., Цветков А.В. Типовые решения в управлении проектами. – М.: ИПУ РАН, 2003.
9. Коновальчук Е.В., Новиков Д.А. Модели и методы оперативного управления проектами. – М.: ИПУ РАН, 2004.
10. Матвеев А.А., Новиков Д.А., Цветков А.В. Модели и методы управления портфелями проектов. – М.: ПМСОФТ, 2005.
11. Новиков Д.А. Управление проектами: организационные механизмы. – М.: ПМСОФТ, 2007.
12. Математические основы управления проектами / Под ред. В. Н. Буркова. – М.: Высшая школа, 2005.
13. Захарова А.А. Модели, алгоритмы и программы, развивающие технологию 3D-моделирования нефтегазовых месторождений: дис. ... докт. техн. наук. – Томск, 2009. – 308 с.

14. Ямпольский В.З., Заикин И.А. Онтология «Интеллектуальное месторождение» // Известия Томского политехнического университета. - 2013 - Т. 323 - № 5 - С. 112-117.
15. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: учебное пособие / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 99 с.
16. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. – М.: ООО ИПЦ Маска, 2009. – 376 с.
17. Закревский К.Е. Практикум по геологическому 3D моделированию. Построение тестовой модели в Petrel 2009. – М., 2010. – 110 с.
18. Захарова А.А., Перевертайло Т.Г. Формирование 3D-геологических моделей месторождений нефти и газа в среде программного комплекса Petrel (Schlumberger) / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 93 с.
19. Захарова А.А. Метод и алгоритм оценки коэффициентов охвата вытеснением и заводнением // Известия Томского политехнического университета. - 2009. - №5. - С. 105-109.
20. Захарова А.А. Определение расчетных параметров для подсчета запасов на месторождениях нефти по результатам гидродинамических исследований скважин // Известия Томского политехнического университета. - 2012. - №1. - С. 142-146.
21. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. - М.: Недра, 1982. - 408 с.
22. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. - М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. 212 с.
23. Костюченко С.В., Ямпольский В.З. Мониторинг и моделирование нефтяных месторождений. – Томск: изд-во НТЛ, 2000. – 246 с.: ил.
24. Костюченко С.В., Бордзиловский А.С., Игнатов И.С., Шапиева Е.И. Принцип итерационного сопряжения секторных моделей для полномасштабного

моделирования больших и гигантских пластовых систем // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №8. – С. 42-46.

25. Yang L., Hyde D., Grujic O., Scheidt C., Caers J. Assessing and visualizing uncertainty of 3D geological surfaces using level sets with stochastic motion // Computers and Geosciences. - 2019. - №122. - С. 54-67.

26. Yang Y., Zhang M., Bie A., Cui Z., Xia Z. An integrated approach to uncertainty assessment for coalbed methane model // Springer Series in Geomechanics and Geoengineering. - 2019. - С. 1560-1567.

27. Ding G., Xue Y., Cao R., Zhang X. Fine 3-D geology modeling-based study of remaining oil distribution in Linpan oilfield // Springer Series in Geomechanics and Geoengineering. - 2019. - С. 201-211.

28. Turchaninov V.Y., Kosenkov S.O., Samovarov O.I., Tchij O.P., Korovin I.S., Schaefer G. High-performance cloud computing for managing the life cycle of oil and gas fields // Advances in Intelligent Systems and Computing. - 2019. - №752. - С. 1093-1098.

29. Liu Y., Zhang B., Dong Y., Qu Z., Hou J. The determination of variogram in the presence of horizontal wells - An application to a conglomerate reservoir modeling, East China // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2019. - №173. - С. 512-524.

30. Mollaei A., Lake L.W., Delshad M. Application and variance based sensitivity analysis of surfactant-polymer flooding using modified chemical flood predictive model // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2011. - №79(1-2). - С. 25-36.

31. Mollaei A., Delshad M. Introducing a novel model and tool for design and performance forecasting of waterflood projects // Fuel. - 2019. - №237. - С. 298-307.

32. Сазонов Е.О. Гидродинамическое моделирование процессов фильтрации пластовых флюидов при реализации потокоотклоняющих технологий // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2013. – №. 3. – С. 97-119.

33. Pakyuz-Charrier E., Giraud J., Ogarko V., Lindsay M., Jessell M. Drillhole uncertainty propagation for three-dimensional geological modeling using Monte Carlo // Tectonophysics. - 2018. - №747-748. - С. 16-39.

34. Немченко М.Ю. Классификация основных видов рисков нефтегазодобывающих предприятий, учитываемых в процессе совершенствования методов оценки рисков // Экономические науки. – 2009. – №61. – С. 162-166.

35. Антоненко Д.А. Системные подходы к снижению рисков при моделировании разработки нефтегазовых месторождений: дис. ... канд. техн. наук. – Москва, ИЦ НВМТ РАН, 2010. – 121 с.

36. Книжников А.Ю., Пусенкова Н.Н. Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России. Ежегодный обзор проблемы в рамках проекта «Экология и Энергетика Международный контекст», Выпуск 1 – М., 2009. – 40 с.

37. Немченко М.Ю. Методические основы оценки рисков нефтегазодобывающих предприятий // Экономические науки. – 2009. – №. 59. – С. 141-144.

38. Шаклеин С.В., Рогова Т.Б. Оценка риска пользования недрами. Учебное пособие. – Кемерово: Кузбасский государственный технический университет, 2009. – 122 с.

39. Богоявленский С.Б. Управление риском в социально-экономических системах: Учебное пособие. – СПб.: Изд-во СПбГУЭФ, 2010. – 144 с.

40. Чернова Г.В., Кудрявцев А.А. Управление рисками: учеб. пособие. - М.: ТК Велби, Изд-во Проспект, 2005. - 160 с.

41. Гафиятов И.З. О некоторых подходах к оценке методов управления инвестиционными проектами и снижения рисков (из опыта нефтедобывающего предприятия) // Проблемы современной экономики. – 2006. – № 3/4 (19/20).

42. Тасмуханова А. Е. Системно-методический подход к оценке рисков при планировании деятельности нефтегазодобывающих предприятий (на примере республики Казахстан) // Электронный научный журнал нефтегазовое дело. – 2006. – №2. – С. 91.

43. Головкина Е.Ю. Политические риски в нефтегазовом секторе как объекты риск-анализа // Социально-гуманитарные знания. – 2013. – №6. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/politicheskie-riski-v-neftegazovom-sektore-kak-obekty-risk-analiza> (дата обращения: 18.02.2020).

44. Задорожко Д.С. Моделирование репутационного риска Российских открытых акционерных обществ нефтегазовой отрасли: дис. ... канд. экон. наук. – Москва, 2013. – 139 с.
45. Гайфуллина М.М., Шайхутдинова Л.А. Управление предпринимательскими рисками нефтяных компаний // Современные технологии в нефтегазовом деле-2014. – 2014. – С. 10-15.
46. Маркова А.В. Совершенствование методов анализа рисков проектов освоения месторождений нефти и газа: дис. ... канд. экон. наук. – Москва, 2006. – 176 с.
47. Белякова О.О., Захарченко Н.Н., Филатов С.А. Учет факторов риска при реализации инвестиционных проектов в сфере недропользования // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2011. – №. 22.
48. Жуков А.М. Экономические методы защиты от рисков при реализации нефтегазовых проектов: дис. ... канд. экон. наук. – Санкт-Петербург, 2011. – 127 с.
49. Брилон А.В. Совершенствование методов оценки рисков нефтегазовых проектов: дис. ... канд. экон. наук. – Москва, 1999. – 171 с.
50. Бородина Н.К. Развитие механизма управления рисками предприятий нефтегазовой отрасли: дис. ... канд. экон. наук. – Саратов, 2012. – 171 с.
51. Лебедько А.Г. Совершенствование организационно-экономического механизма управления развитием нефтегазового комплекса: дис. ... канд. экон. наук. – Ростов-на-Дону, 2011. – 224 с.
52. Лесных В.В. Концептуальные подходы к управлению проектными рисками в нефтегазовой отрасли. – М., 2015. URL: <https://ppt-online.org/118214> (дата обращения: 18.02.2020).
53. Тарасов А.Р. Формирование механизма управления проектными рисками организаций нефтегазовой и нефтехимической промышленности: дис. ... канд. экон. наук. – Москва, 2009. – 202 с.
54. Каташов А.Ю., Гурьянов А.В., Котенёв Ю.А., Овчинников К.Н., Киселёв В.В. Повышение эффективности разработки месторождений с помощью технологий big data // Недропользование XXI век. – 2019. – № 4 (80). С. 124-133.

55. Глухов С.В. Методы, критерии и алгоритмы управления процессом обеспечения промышленной безопасности нефтегазовых предприятий, основанные на теории нечетких множеств: дис. ... канд. экон. наук. – Оренбург, 2006. – 155 с.

56. Козлитин А.М. Развитие теории и методов оценки рисков для обеспечения промышленной безопасности объектов нефтегазового комплекса: дис. ... докт. техн. наук. – Саратов, 2006. – 395 с.

57. Савельева Е.Ю. Развитие методов определения экономической эффективности деятельности нефтегазового предприятия: дис. ... канд. экон. наук. – Москва, 2011. – 154 с.

58. Кожухова О.С. Исследование рисков, влияющих на деятельность Российских нефтегазовых компаний // Управление экономическими системами: электронный научный журнал. - 2011. - №36. - С. 22.

59. Пивкин К.В. Методические подходы к оценке рисков в нефтедобыче // Вестник Самарского государственного экономического университета. - 2011. - №8 (82). - С. 70-74.

60. Коротин В. Риск-менеджмент в компаниях нефтегазовой отрасли. – М., 2015. URL: <http://www.old.fa.ru/chair/pm/news/Documents/korotin.pdf> (дата обращения: 18.02.2020).

61. Буренина И.В. Процессно-целевой подход к управлению эффективностью деятельности нефтегазодобывающих предприятий: дис. ... докт. экон. наук. – Санкт-Петербург, 2012. – 284 с.

62. Каратаев А.С., Шумилова В.М. Специфические риски – генераторы финансовых рисков, характерные для нефтегазодобывающих организаций // Вестник ЮГУ. – 2012. – №4 (27). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/spetsificheskie-riski-generatory-finansovyh-riskov-harakternye-dlya-neftegazodobyvayuschih-organizatsiy> (дата обращения: 18.02.2020).

63. Тасмуханова А.Е. Оценка рисков при планировании деятельности нефтегазодобывающих предприятий (на примере республики Казахстан): дис. ... канд. экон. наук. – Уфа, 2006. – 145 с.

64. Немченко М.Ю. Классификация основных видов рисков нефтегазодобывающих предприятий, учитываемых в процессе совершенствования методов оценки рисков // Экономические науки. – 2009. – 12 (61). – С. 162-166.
65. Зуева А.С., Буренина И.В. Учет финансовых рисков при стратегическом планировании // Нефтегазовое дело. – 2007.
66. Булавка Ю.А. Нечетко-множественный подход к экспертной оценке профессиональных рисков на примере условий труда работников нефтеперерабатывающего завода // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия С: фундаментальные науки. – 2013. – №12. – С. 59-66.
67. Бикетов А.Н., Глебова О.В., Мельникова О.Ю. Система оценки рисков, основанная на применении нечеткой логики // Приволжский научный вестник. – 2014. – №12-3 (40). – С. 105-108.
68. Котляров И.Д., Петров С.В., Алексеев И.А. Учет рисков неопределенности запасов при геолого-экономической и стоимостной оценке месторождений // Разведка и охрана недр. – 2014. – №11. – С. 46-51.
69. Yazdi M. Risk assessment based on novel intuitionistic fuzzy-hybrid-modified TOPSIS approach // Safety Science. – 2018. №110. С. 438-448.
70. Томская область: трудный выбор своего пути / под ред. Кулешова В.В. – Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2014. – 260 с.
71. Нефтегазовая отрасль России: [Электронный ресурс]. URL: <http://fb.ru/article/263751/neftegazovaya-otrasl-rossii> (Дата обращения: 18.02.2020).
72. Завьялов Д.А., Захарова А.А. Создание экспертной системы для комплексной оценки рисков разработки месторождений углеводородов // Кибернетика и программирование. – 2016. – №5. – С. 1-9.
73. Все о нефти: [Электронный ресурс]. URL: <http://vseonefti.ru> (Дата обращения: 18.02.2020).
74. Методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья // Минприроды России. Утв. 18.05.2016.

75. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов // Минприроды России. Утв. 01.02.2016.

76. Отчет о научно-исследовательской работе «Обзор и анализ программного обеспечения для моделирования месторождений нефти и газа», ЛММНГ ИКЦ ТПУ, Томск, 2006.

77. Захарова А.А. Алгоритмическое и программное обеспечение для пре- и постпроцессинга при 3D-моделировании месторождений нефти и газа // Известия Томского политехнического университета. — 2010. — Т. 316, № 5: Управление, вычислительная техника и информатика. — С. 122-126.

78. Ямпольский В.З. Критерии и средства развития программного обеспечения для моделирования нефтегазовых месторождений // Известия Томского политехнического университета. — 2010. — Т. 316, № 5: Управление, вычислительная техника и информатика. — С. 117-121.

79. Захарова А.А. Тенденции развития программных средств для 3D геологического и гидродинамического моделирования // Вестник ЦКР Роснедра, 2010. – № 2 – С. 22-34.

80. Schlumberger [Электронный ресурс]. URL: <http://www.slb.ru> (Дата обращения: 18.02.2020).

81. Landmark [Электронный ресурс]. URL: <https://www.landmark.solutions> (Дата обращения: 18.02.2020).

82. Roxar [Электронный ресурс]. URL: <http://www.roxar.ru> (Дата обращения: 18.02.2020).

83. Delta [Электронный ресурс]. URL: <http://deltaru.ru/pk-sphere.html> (Дата обращения: 18.02.2020).

84. Завьялов Д.А., Захарова А.А. Уровневое моделирование на основе комплексного подхода // Труды Международной научной конференции Московского физико-технического ИФТИ СРТ2018. - Протвино: АНО "Институт физико-технической информатики", 2018. - С. 172-175.

85. Pearl J. Probabilistic Reasoning in Intelligent Systems. - Morgan Kaufmann Publishers, 1988. - 552 p.

86. Jensen F.V., Nielsen T.D. Bayesian Networks and Decision Graphs. - Springer Science + Business Media, 2007. - 447 p.

87. Иванов М.А., Завьялов Д.А. Пре- и постпроцессинг геологических и гидродинамических моделей месторождений нефти и газа // IV Всероссийская конференция молодых ученых. Материаловедение, технологии и экология в третьем тысячелетии. Томск.

88. Иванов М.А. Алгоритмические и программные средства повышения эффективности 3D-гидродинамического моделирования месторождений нефти и газа: дис. ... канд. техн. наук. – Томск, 2010. – 193 с.

89. Завьялов Д.А., Захарова А.А. 3D-моделирование водогазового воздействия на нефтяных месторождениях // Проблемы информатики. - 2012. - Вып. спецвыпуск. - С. 69-73.

90. Володин Е.М., Захарова А.А. Использование суперкомпьютеров для ускорения расчета процесса фильтрации на основе 3D геолого-гидродинамических моделей нефтегазовых месторождений // Доклады ТУСУРа. - 2010. - №2 (22). Ч. 2. - С. 241-244.

91. Иванов М.А., Захарова А.А. Оптимизация процесса цифрового 3D-моделирования месторождений нефти и газа // Известия ТПУ. - 2008. - Т. 312. №5. - С. 119-125.

92. А.А. Захарова, Д.А. Завьялов. Пре- и постпроцессинг геологических и гидродинамических моделей месторождений нефти и газа // Международная научно-практическая конференция Интеллектуальные информационно-телекоммуникационные системы для подвижных и труднодоступных объектов. 2010.

93. Завьялов Д.А., Захарова А.А. Пре- и постпроцессинг геологических и гидродинамических моделей месторождений нефти и газа // Проблемы информатики. - 2011. - Вып. Специальный. - С. 94-101.

94. Захарова А.А., Подвесовский А.Г. Технология анализа слабоформализованных данных мультисенсорных систем с применением методов распределённой экспертизы // СРТ2018, Труды Международной научной конференции. – Пущино, Московская область, Россия. – 2018.

95. Захарова А.А., Шкляр А.В. Построение многокомпонентных визуальных 3D-моделей с использованием разнородных источников информации, на примере создания геологических моделей // Известия Томского политехнического университета. - 2012 - Т. 320 - №. 5 - С. 73-79.

96. Захарова А.А., Шкляр А.В. Основные принципы построения визуальных моделей данных на примере интерактивных систем трехмерной визуализации // Научная визуализация. - 2014. - №2. - С. 62-73.

97. Завьялов Д.А., Шкляр А.В., Захарова А.А. Визуальные методы оценки и модели данных в проектировании разработки месторождений углеводородов // Труды 27-й Международной конференции по компьютерной графике и машинному зрению. - Пермь: Издательский центр Пермского государственного национального исследовательского университета, 2017. - С. 112-115.

98. Mishra A.K. A DIKW architecture for cognitive engineering // Procedia Computer Science. – 2018. – Vol. 123. – P. 285-289.

99. Tufte E.R. Envisioning Information. - Graphics Press, 1990. 126 с.

100. Oghbaie M., Pennock M. J., Rouse W. Understanding the efficacy of interactive visualization for decision making for complex systems // 2016 Annual IEEE Systems Conference (SysCon), Orlando, FL, 2016. – P. 1-6.

101. Захарова А.А., Завьялов Д.А. Экономический расчет прогнозных вариантов разработки месторождений нефти и газа // Сборник трудов VI Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и современные информационные технологии» (Томск, 26-28 февраля 2008 г.). – Томск: СПб Графикс, 2008. – С. 465-467.

102. Завьялов Д.А., Захарова А.А. Анализ многомерных данных на основе комплексной модели нефтегазового месторождения // Труды международной конференции по компьютерной графике и зрению "Графикон". - М: ФГУ "Федеральный исследовательский центр ИПМ им. М.В. Келдыша РАН", 2018. - С. 307-310.

103. Завьялов Д.А. Применение методики оценки рисков разработки месторождения // Молодежь и современные информационные технологии: сборник тру-

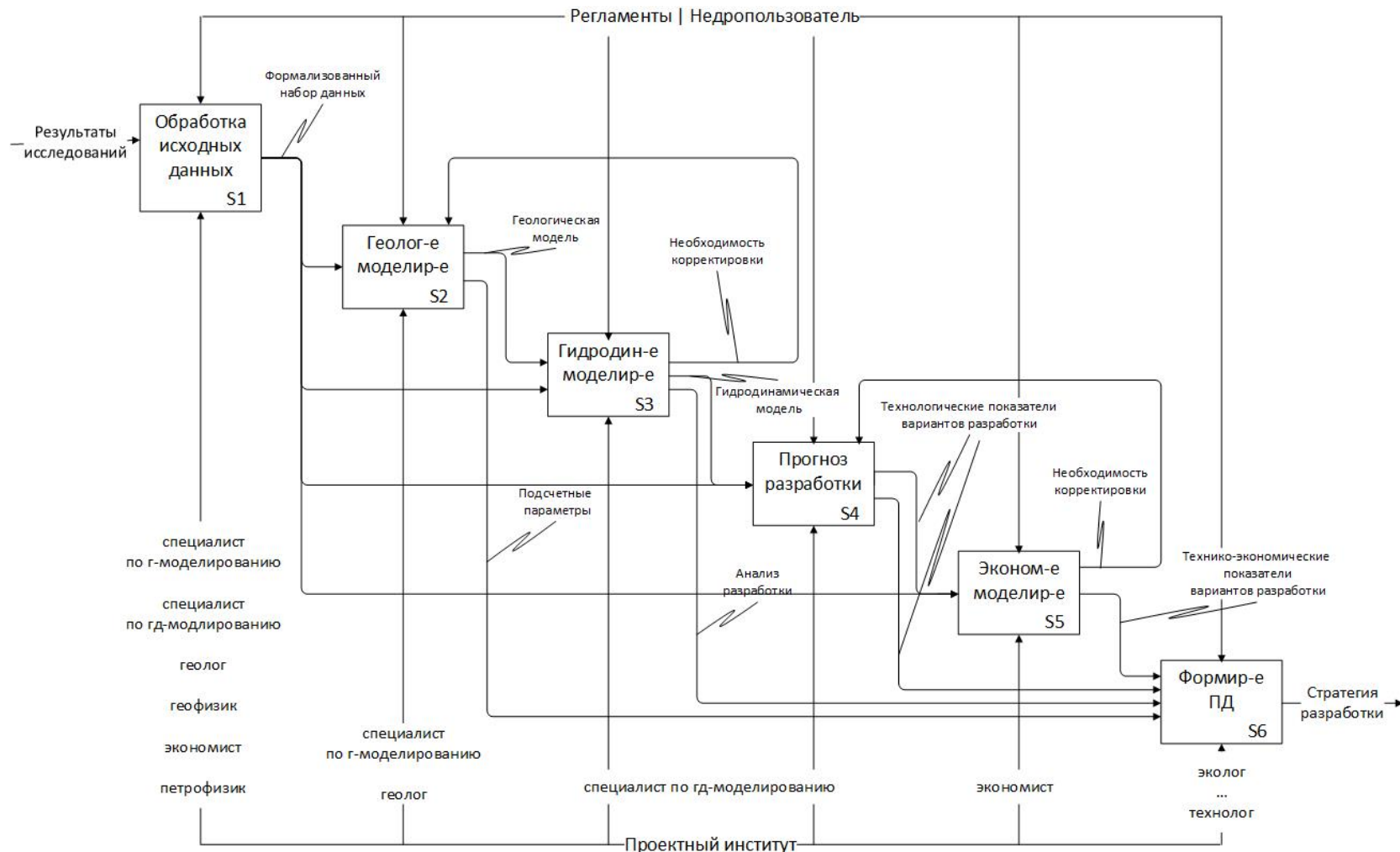
дов XIII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (Томск, 9-13 ноября 2015 г.). – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – Т. 1. – С. 326-327.

104. Захарова А.А., Завьялов Д.А. Программное обеспечение для экономического расчета при проектировании разработки месторождений нефти и газа // Сборник трудов XIV Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых «Современные техника и технологии СТТ 2008» (Томск, 24–28 марта 2008 г.). – Томск: Изд-во ТПУ, 2008.

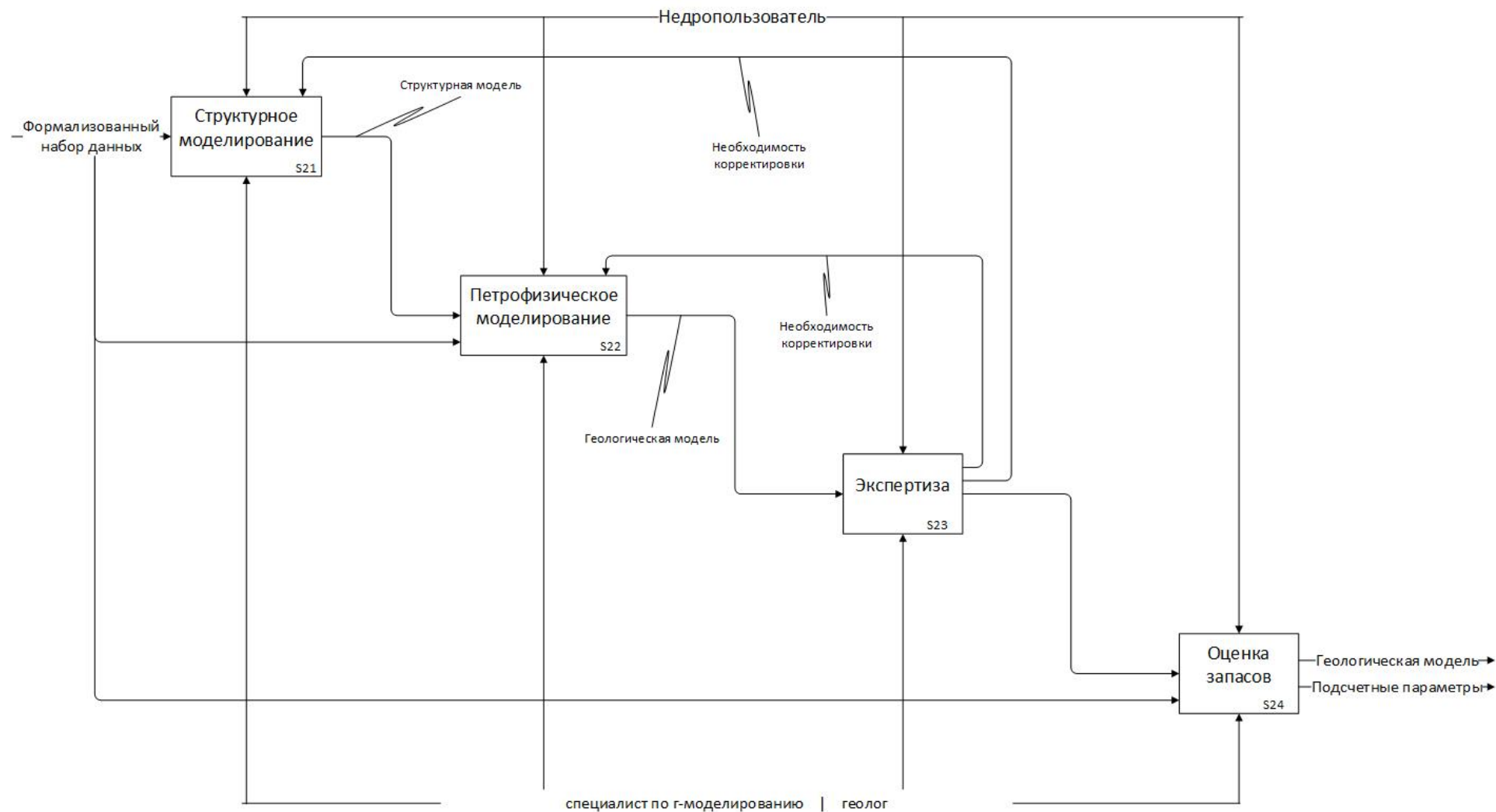
105. Пономарева И. А., Еремин Н. А., Богаткина Ю. Г. Экономико-методическое моделирование разработки нефтегазовых месторождений. – М.: Наука, 2010. – 112 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ СХЕМЫ ПРОЦЕССА УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

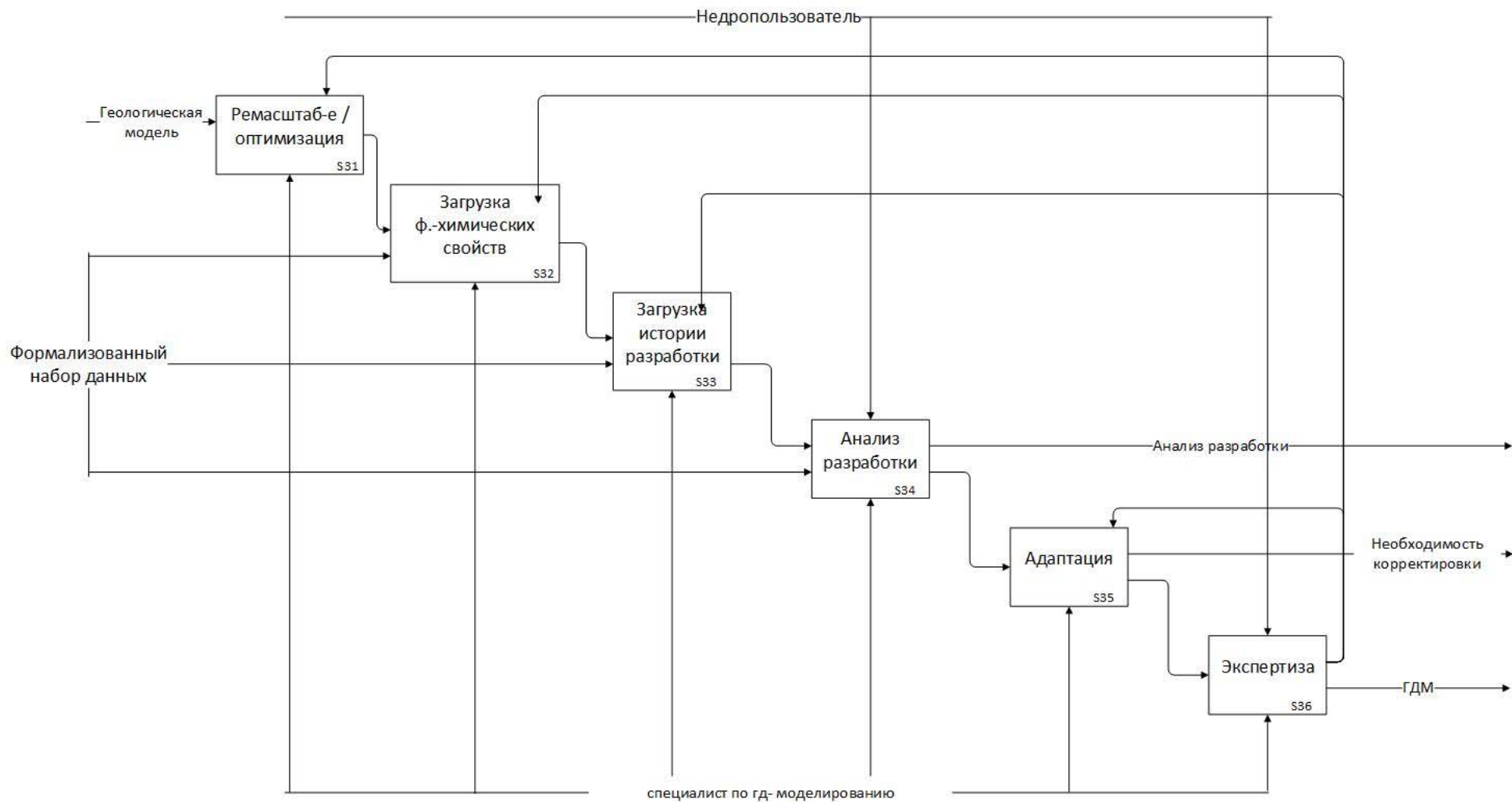
Приложение 1.1. Функциональная схема решения задачи планирования в управлении разработкой



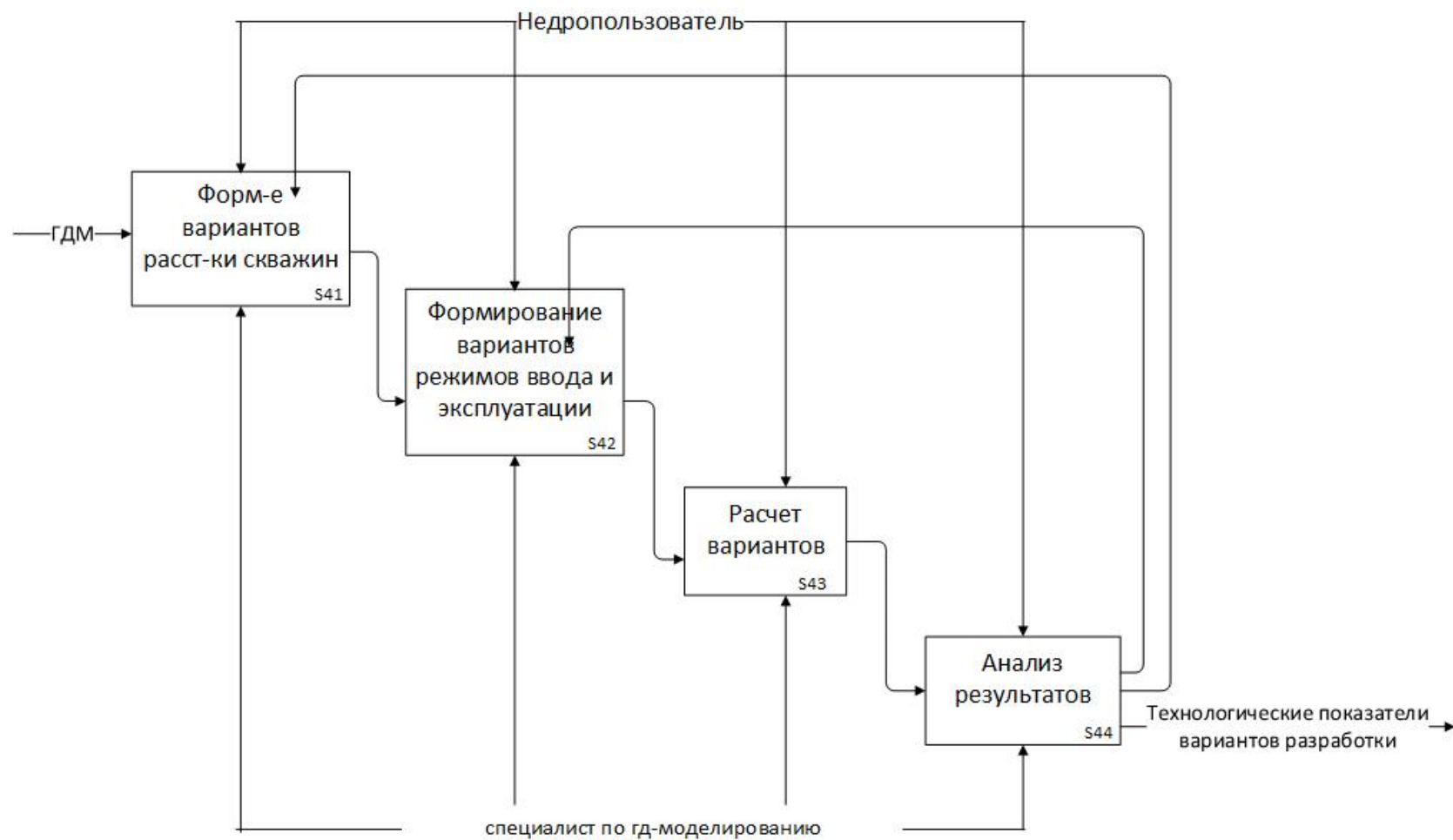
Приложение 1.2. Декомпозиция блока «Геологическое моделирование»



Приложение 1.3. Декомпозиция блока «Гидродинамическое моделирование»



Приложение 1.4. Декомпозиция блока «Прогноз разработки»



ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

ПАРАМЕТРЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПРИНЯТЫ ПО АНАЛОГИИ

- Глубинные пробы нефти:
 - начальная пластовая температура, °С,
 - начальное пластовое давление, МПа,
 - давление насыщения нефти газом, МПа,
 - газосодержание, м³/т,
 - плотность нефти в пластовых условиях, г/см³,
 - плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³,
 - объемный коэффициент нефти, д. ед.,
 - вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с,
 - содержание серы в нефти, %,
 - содержание парафина в нефти, %,
 - сжимаемость нефти, 1/МПа×10⁻⁴,
 - сжимаемость воды, 1/МПа×10⁻⁴,
 - сжимаемость породы, 1/МПа×10⁻⁴,
 - плотность газа,
 - зависимость вязкости нефти от пластового давления,
 - зависимость объемного коэффициента нефти от пластового давления;
- пробы воды:
 - вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с,
 - плотность воды в поверхностных условиях, г/см³;
- исследования керна:
 - относительные фазовые проницаемости,
 - коэффициент вытеснения водой,
 - критическая водонасыщенность,
 - остаточная нефтенасыщенность,
 - капиллярные кривые;
- петрофизические зависимости:
 - предел коллектора,
 - проницаемость от пористости;
- подсчетные параметры:
 - коэффициент пористости пласта, д. ед.,
 - коэффициент нефтенасыщенности пласта, д. ед.,
 - проницаемость пласта, мкм²,
 - плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³,
 - объемный коэффициент нефти, д. ед.,
 - вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с,
 - коэффициент извлечения нефти (КИН), д. ед.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. **ФРАГМЕНТ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ** **ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ВИЗУАЛЬНОЙ МОДЕЛИ**

	Добыча нефти, тыс. т в год											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Скважина 1	3,643	6,856	9,901	12,92	14,48	17,48	19,86	21,73	23,12	22,83	20,62	18,96
Скважина 2	3,489	6,458	11,03	12,73	13,56	18,6	22,57	21,67	19,45	25,08	22,55	22
Скважина 3	3,156	5,888	11,64	15,27	10,89	16,75	25,66	25,58	18,51	27,22	25,92	20,63
Скважина 4	3,012	5,624	10,34	16,06	13	19,11	26,42	23,23	17,66	22,57	30,78	19,9
Скважина 5	2,77	5,048	10,44	18,37	13,21	15,74	21,73	20,13	21,09	23,63	28,41	17,76
Скважина 6	3,114	5,403	12,04	21,38	13,02	16,97	18,8	22,74	21,46	24,58	32,7	14,59
Скважина 7	3,455	4,866	10,66	17,86	15,33	16,24	22,46	20,26	24,07	26,12	27,83	12,3
Скважина 8	3,457	4,451	8,983	18,54	12,6	14,58	26,69	22,71	23,11	22,41	32,45	14,5
Скважина 9	3,657	4,192	8,352	16,57	11,31	14,62	26,09	26,32	27,08	24,71	28,21	12,26
Скважина 10	3,992	3,8	9,632	13,95	12,65	14,36	23,7	29,83	29,94	27,38	31,99	12,43
Скважина 11	3,895	4,074	9,331	16,54	13,65	15,27	20,37	29,1	25,86	23,69	30,51	12,68
Скважина 12	4,47	4,5	8,838	18,58	13,21	13,38	18,64	34,81	29,36	19,94	24,44	12,03
Скважина 13	4,478	3,797	7,946	18,04	12,96	15,1	21,26	36,43	26,82	16,52	22,66	11,64
Скважина 14	4,866	3,039	7,683	19,46	15,48	14,08	25,21	32,62	29,23	16,07	24,68	12,81
Скважина 15	5,611	2,801	9,071	21,36	13,65	13,25	28,75	35,81	29,71	13,81	29,26	11,43
Скважина 16	0,09	1,159	3,618	7,382	7,984	7,971	9,221	10,41	10,98	11,59	12,7	13,71
Скважина 17	0,077	1,277	4,114	6,409	8,151	8,726	7,551	11,72	9,685	12,66	12,74	15,48
Скважина 18	0,088	1,323	3,82	5,137	8,308	7,586	7,092	11,79	8,801	10,46	15,29	17,89
Скважина 19	0,101	1,212	3,545	4,174	9,901	8,165	6,369	13,14	7,115	9,874	18,26	19,33
Скважина 20	0,095	1,321	3,804	3,479	10,14	8,48	5,723	11,48	6,799	9,862	21,55	21,13
Скважина 21	0,11	1,281	3,255	2,929	10,78	7,969	4,89	10,21	6,136	10,35	22,69	19,67
Скважина 22	0,129	1,23	3,04	2,912	12,28	6,51	5,665	11,49	5,057	11,36	26,16	19,19
Скважина 23	0,105	1,151	3,285	2,335	13,86	6,451	5,695	12,76	4,396	10,33	21,52	17,69
Скважина 24	0,126	1,169	3,522	2,726	14,09	5,603	5,919	15,17	3,878	12,01	21,04	17,49
Скважина 25	0,117	1,074	4,152	3,087	13,45	6,558	6,878	12,64	4,182	14,27	21,63	18,44
Скважина 26	0,139	0,863	4,206	3,155	16,09	7,518	7,617	11,23	4,398	11,92	22,6	17,15
Скважина 27	0,145	0,823	5,003	3,589	18,14	7,892	8,707	12,41	5,168	10,81	27,11	16,57
Скважина 28	0,15	0,88	4,141	4,142	17,27	7,076	10,27	13,43	5,047	12,66	22,8	15,31
Скважина 29	0,163	0,818	3,396	3,356	15,73	6,238	10,24	11,31	5,728	10,36	24,9	16,14
Скважина 30	0,171	0,967	3,759	2,699	13,92	5,849	11,26	12,54	5,59	10	20,27	16,28
Скважина 31	0,192	0,977	4,409	3,111	13,89	6,26	10,9	12,02	4,655	9,374	22,02	16,27
Скважина 32	2,336	2,424	4,541	6,292	8,988	12,28	16,13	17,09	18,64	19,55	20,04	20,27
Скважина 33	2,033	2,106	5,002	7,133	10,52	13	16,81	15,62	21,38	22,84	16,88	23,5
Скважина 34	1,936	2,431	5,567	7,892	10,06	13,34	15,42	17,59	22,61	25,59	18	23,91
Скважина 35	1,826	2,49	4,565	9,257	11,27	10,78	17,19	19,21	21,59	23,66	16,4	23,12
Скважина 36	2,162	2,604	5,294	9,294	12,47	10,55	19,53	15,55	17,6	21,27	17,37	25,12
Скважина 37	2,025	2,582	5,595	10,27	13,14	10,56	23,11	17,68	19,1	21,03	16,07	29,2
Скважина 38	2,265	2,933	6,198	10,05	12,59	12,18	22,56	19,45	16,38	19,54	13,06	33,98

	Добыча нефти, тыс. т в год											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Скважина 39	2,508	2,58	5,868	8,763	14,55	11,85	26,56	16,18	13,63	20,27	12,45	37,84
Скважина 40	2,126	2,969	5,196	8,209	15,96	10,48	29,27	15,25	11,96	20,53	12,11	37,25
Скважина 41	2,389	2,574	6,022	8,923	17,75	10,71	29,09	15,26	11,86	22,8	12,72	42,74
Скважина 42	2,108	2,852	5,808	9,39	18,87	9,398	31,28	15,23	10,6	24,06	11,57	41,86
Скважина 43	2,465	2,626	5,364	7,543	18,91	8,436	27,08	16,03	10,87	23,14	12,22	46,68
Скважина 44	2,45	2,785	5,914	8,839	18,02	7,035	28,01	15,64	12,47	24,56	9,933	48,86
Скважина 45	2,688	2,783	7,011	9,378	19	6,915	31,02	15,47	13,8	29,22	10,51	49,88
Скважина 46	2,856	2,315	6,782	10,09	15,96	6,446	35,18	17,65	15,66	27,64	9,546	43,01
Скважина 47	2,402	2,616	5,506	8,77	14,98	5,415	31,11	14,96	14,48	29,15	10,8	49,79
Скважина 48	2,098	2,599	4,754	9,538	17,39	5,594	33,88	13,22	13,76	31,41	12,54	46,94
Скважина 49	1,9	2,401	4,406	11,21	16,47	6,205	33,82	15,44	12,3	31,12	10,48	49,85
Скважина 50	1,849	2,287	4,292	11,87	13,51	5,334	34,79	13,79	10,25	31,22	9,004	47,64
Скважина 51	2,077	2,695	5,145	10,92	11,37	6,053	41,7	11,57	12,28	29,49	9,159	53,95
Скважина 52	2,31	2,485	4,496	11,05	13,39	5,371	36,46	13,04	11,03	26,99	7,335	45,07
Скважина 53	2,702	2,662	4,721	11,31	14,21	6,361	31,76	10,94	12,38	29,06	6,959	50,76

ПРИЛОЖЕНИЕ 4.

НАБОР ДАННЫХ ДЛЯ ТЕСТИРОВАНИЯ И АПРОБАЦИИ РАЗРАБОТАННЫХ МЕТОДИК И ПРОГРАММНЫХ СРЕДСТВ

Месторождение	Год выполнения проекта					
	Подсчет запасов		Прогноз разработки			
	ОПЗ	ПЗ	ТЭО КИН	ППЭ	ТСР	ДТСР
M1	2013				2014	
M2	2006			2007		
	2009				2010	
M3		2013	2013			
M4	2008					
	2013					2014
						2015
M5	2016					
M6		2006				
			2007			
		2008		2009		
	2011				2012	
						2016
M7		2017				
M8		2007				
	2009					2009
M9		2007				
M10				2005		
		2007			2008	2010
M11		2004			2004	
M12		2006				
		2007				
		2008	2008			
				2017		
				2019		
M13	2008					2009
						2013
M14	2016			2017		
M15					2013	
M16	2019			2019		

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ФРАГМЕНТЫ ИСХОДНОГО КОДА РАЗРАБОТАННОГО ПО

Приложение 5.1. Фрагмент исходного кода ПО J-Function

```

procedure TForm1.ReadDataFile2(fn: string);
var
  F: TextFile;
  Value: double;
  i, j, k, poro_pos, end_str: integer;
  temp, temp2: string;
begin
  AssignFile(F, FN);
  Reset(F);
  i:=1;
  begin
    Readln(F, temp) ;
    poro_pos:=pos('Perm',temp);
    delete(temp,1,poro_pos+3);
    i:=0;
    temp:=ReplaceStr(temp,#9,' ');
    temp:=ReplaceStr(temp,',','');
    while(pos(' ',temp) = 1) and(length(temp) > 0) do
      begin
        end_str:=0;
        delete (temp,1,1);
        if (pos(' ', temp) > 1) then
          begin
            end_str:=pos(' ', temp)-1;
          end
        else If (pos(' ', temp) = 0) then
          begin
            end_str:=Length(temp);
          end
        else if copy(temp,2,1)=' ' then delete(temp,1,1);
        if end_str > 0 then
          begin
            SetLength(pressure,i+1);
            pressure[i]:=StrToFloat(copy(temp,1,end_str));
            inc(i);
            delete(temp,1,end_str);
          end;
        end;
      j:=0;
      while Not EOF(F) do
        begin
          SetLength(data,j+1,length(pressure)+2);
          for k := 2 to length(pressure)+1 do
            begin
              Read(F, data[j,k]);
            end;
          end;
        end;
      end;
    end;
  end;
  j:=0;
  while Not EOF(F) do
    begin
      SetLength(data,j+1,length(pressure)+2);
      for k := 2 to length(pressure)+1 do
        begin
          Read(F, data[j,k]);
        end;
      end;
    end;
  end;
end;

```

```

end;
DataCount:=j;
inc(j);
end;
end;
CloseFile(F);
end;
procedure TForm1.SLUmake;
var
i,j: Integer;
begin
slu_sum_lgX:=ln(DataFile[0,0])/ln(10);
slu_sum_lgY:=ln(DataFile[0,1])/ln(10);
slu_sum_lgX2:=power(ln(DataFile[0,0])/ln(10),2);
slu_sum_lgXlgY:=(ln(DataFile[0,0])/ln(10))*(ln(DataFile[0,1])/ln(10));
if slu_n>=2 then
for I := 1 to slu_n - 1 do
begin
slu_sum_lgX:=slu_sum_lgX+ln(DataFile[i,0])/ln(10);
slu_sum_lgY:=slu_sum_lgY+ln(DataFile[i,1])/ln(10);
slu_sum_lgX2:=slu_sum_lgX2+power(ln(DataFile[i,0])/ln(10),2);
slu_sum_lgXlgY:=slu_sum_lgXlgY+(ln(DataFile[i,0])/ln(10))*(ln(DataFile[i,1])/ln(10));
end;
Memo1.Lines.Add("");
Memo1.Lines.Add('Полученная система линейных уравнений:');
Memo1.Lines.Add(FloatToStr(roundto(slu_n,-2))+lgA+B'+FloatToStr(roundto(slu_sum_lgX,-2))+lgY,-2));
Memo1.Lines.Add(FloatToStr(roundto(slu_sum_lgX,-2))+lgA+B'+FloatToStr(roundto(slu_sum_lgX2,-2))+lgXlgY,-2));
end;
procedure TForm1.Button3Click(Sender: TObject);
var x1,x2,x3,x01,x02,x03,d1,d2,d3,e: real;
i:Byte;
begin
Memo1.lines.Add("");
Memo1.lines.Add('Решение методом итераций:');
if length(Edit1.Text)=0 then ShowMessage('Введите точность вычисления!')
else begin
e:=StrToFloat(Edit1.Text);
x01:=slu_sum_lgY/slu_n; x02:=slu_sum_lgXlgY/slu_sum_lgX2;
i:=1;
repeat
x1:=slu_sum_lgY/slu_n+(-1)*(slu_sum_lgX*x02/slu_n);
x2:=slu_sum_lgXlgY/slu_sum_lgX2+(-1)*(slu_sum_lgX*x01/slu_sum_lgX2);
Memo1.lines.Add(IntToStr(i)+'-ая итерация: A='+FloatToStr(Roundto(power(10,x1),-4))+', B='+FloatToStr(Roundto(x2,-4)));
d1:=abs(x1-x01);
d2:=abs(x2-x02);
x01:=x1; x02:=x2;
inc(i);
until (d1<=e) and (d2<=e);
end;

```

```

    ready(power(10,x1),x2);
end;
procedure TForm1.Button4Click(Sender: TObject);
Var d,s:real;
i,j,k,n,l:integer;
x: array[1..2] of double;
a: array[1..2] of array[1..3] of double;
begin
    n:=2;
    a[1,1]:=slu_n;
    a[1,2]:=slu_sum_lgX;
    a[2,2]:=slu_sum_lgX2;
    a[2,3]:=slu_sum_lgXlgY;
    for i:=1 to n-1 do
    begin
        d:=a[i,i];
        for j:=i to n+1 do a[i,j]:=a[i,j]/d;
        for l:=i+1 to n+1 do
        for k:=i+1 to n do a[k,l]:=a[k,l]-a[k,i]*a[i,l];
        end;
        x[n]:=a[n,n+1]/a[n,n];
        for k:=n-1 downto 1 do
        begin
            s:=0;
            for j:=k+1 to n do s:=s+a[k,j]*x[j];
            x[k]:=a[k,n+1]-s;
        end;
        Form1.Memo1.Lines.Add("");
        Form1.Memo1.Lines.Add('Решение методом Гаусса:');
        { for i:=1 to n do
        begin
            Form1.Memo1.Lines.Add(' x['+IntToStr(i)+']= '+FloatToStrF(x[i],ffFixed,8,6));
        end; }
        Form1.Memo1.Lines.Add('A='+FloatToStr(RoundTo(power(10,x[1]),-4))+', B='+FloatToStr(RoundTo(x[2],-4)));
        ready(power(10,x[1]), x[2]);
    end;
procedure TForm1.Button5Click(Sender: TObject);
var
    I,J,K, DataLength: Integer;
begin
    if OpenFileDialog2.Execute then
    begin
        StatusBar1.SimpleText:=OpenDialog2.FileName;
        DataFileName:=OpenDialog2.FileName;
        ReadDataFile2(DataFileName);
        for I := 0 to length(pressure) - 1 do
        begin
            pressure[i]:=pres-
sure[i]*0.101325*(StrToFloat(edit3.Text)*cos(StrToFloat(edit5.Text)))/(StrToFloat(edit2.Text)*cos(S
trToFloat(edit4.text)));
        end;
    end;

```

```

DataLength:=DataCount*Length(Pressure);
SetLength(DataFile, DataLength , 2);
k:=0;
for I := 0 to DataCount - 1 do
begin
for j := 2 to Length(Pressure) + 1 do
begin
DataFile[k,0]:=Data[i,j]/100;
DataFile[k,1]:=(3.183*Pressure[j-
2])/((StrToFloat(edit3.Text)*cos(StrToFloat(edit5.text)))*(sqrt(Data[i,1]/(Data[i,0]/100))));
inc(k);
end;
end;
slu_n:=k-1;
Memo1.Lines.Add('Исходные данные, первый столбец - x, второй - f(x):');
for I := 0 to DataLength - 1 do
begin
Memo1.Lines.Add(FloatToStr(DataFile[i,0])+' '+FloatToStr(DataFile[i,1]));
end;

SLUmake();
end
else
  StatusBar1.SimpleText:='Не выбран файл исходных данных';
end;
procedure TForm1.ReadDataFile;
var
F: TextFile;
x,y: double;
i: integer;
begin
AssignFile(F, FN);
Reset(F);
i:=1;
Memo1.Lines.Add('Исходные данные, первый столбец - x, второй - f(x):');
while Not EOF(F) do
begin
Read(F, X) ;
Read(F, Y) ;
Memo1.Lines.Add(FloatToStr(X)+' '+FloatToStr(Y));
Application.ProcessMessages;
SetLength(DataFile,i,2);
DataFile[i-1,0]:=x;
DataFile[i-1,1]:=y;
slu_n:=i;
inc(i);
end;
CloseFile(F);
end;
end.

```

Приложение 5.2. Фрагмент исходного кода ПО GDM-Tool

```

function IsPointInPolyline(x : Double;
y : Double;
N : Integer;
const XPO : Array of double;
const YPO : Array of double):Boolean;
var
I : Integer;
XPI : Array of double;
YPI : Array of double;
begin
SetLength(XPI, N+1);
SetLength(YPI, N+1);
I:=1;
while I<=N do
begin
XPI[I] := XPO[I-1];
YPI[I] := YPO[I-1];
Inc(I);
end;
XPI[0] := XPI[N];
YPI[0] := YPI[N];
i := 0;
Result := False;
repeat
if not ((y>YPI[i]) xor (y<=YPI[i+1])) then
begin
if x-XPI[i]<(y-YPI[i])*(XPI[i+1]-XPI[i])/(YPI[i+1]-YPI[i]) then
begin
Result := not Result;
end;
end;
i := i+1;
until not (i<=n-1);
end;
procedure RotatePlanWells (Alpha:double; px,py:double);
var i,indx:integer;
X1,Y1, X2, Y2,x,y:double;
BEGIN
indx:=Length(Wells)-1;
for i:=0 to Length(Wells[indx].Values[0])-1 do
begin
x:=StrToFloat(Wells[indx].Values[2,i]);
y:=StrToFloat(Wells[indx].Values[3,i]);
X1:=x - px;
Y1:=y - py;
{перевод из градусов в радианы}
X2:=(X1*cos(Alpha*(Pi/180)) - Y1*sin(Alpha*(Pi/180)) + px);
Y2:=(X1*sin(Alpha*(Pi/180)) + Y1*cos(Alpha*(Pi/180)) + py);
Wells[indx].Values[2,i]:=FloatToStr(Round(X2*100)/100);
Wells[indx].Values[3,i]:=FloatToStr(Round(Y2*100)/100);

```

```

end;
{
for i:=0 to Length(Wells[indx].WellName)-1 do
begin
x:=Wells[indx].XValue[i];
y:=Wells[indx].YValue[i];
X1:=x - px;
Y1:=y - py;
{ X2:=(X1*cos(Alpha*(Pi/180)) - Y1*sin(Alpha*(Pi/180)) + px);
Y2:=(X1*sin(Alpha*(Pi/180)) + Y1*cos(Alpha*(Pi/180)) + py);
Wells[indx].XValue[i]:=Round(X2*100)/100;
Wells[indx].YValue[i]:=Round(Y2*100)/100;
end;
}
FormBasic.RefreshWellsMap;
END;
procedure CreateFivePointPlot (PlanName,PolyName:string;Distance:integer;Discription:ShortString);
var NameCount,HalfDistance, CycleCount,Interval:integer;
X,Y:double;
CurChart:TChartSeries;
TypeOfWell:string;
begin
NameCount:=1;
CycleCount:=1;
Interval:=10000;
PlanName:=CheckName(PlanName);
CurChart:=GetSeriesByName(PolyName);
X:=CurChart.MinXValue-Interval;
Y:=CurChart.MinYValue-Interval;
HalfDistance:=Distance div 2;
AddWells;
while CycleCount <= 2 do
begin
while X <= CurChart.MaxXValue+Interval do
begin
while Y <= CurChart.MaxYValue+Interval do
begin
SetWellsAttributes(Length(Wells)-1,PlanName,Discription,true);
case CycleCount of
1: TypeOfWell:='p';
2: TypeOfWell:='i';
end;
AddWellPoint(Length(Wells)-1, IntToStr(NameCount), TypeOfWell, Round(X*100)/100,
Round(Y*100)/100);
Y:=Y+Distance;
inc(NameCount);
end;
if CycleCount = 1 then Y:=CurChart.MinYValue-Interval;
if CycleCount = 2 then Y:=CurChart.MinYValue-Interval+HalfDistance;
X:=X+Distance;
end;
X:=CurChart.MinXValue-Interval+HalfDistance;

```

```

Y:=CurChart.MinYValue-Interval+HalfDistance;
inc(CycleCount);
end;
end;
procedure CreateSevenPointPlot (PlanName,PolyName:string;Distance:integer;Discription:Short-
String);
var HalfDistance,NameCount,Interval,StepProd,CyrcleCount:integer;
X, Y:double;
CurChart:TChartSeries;
BEGIN
NameCount:=1;
Interval:=10000;
CyrcleCount:=0;
PlanName:=CheckName(PlanName);
CurChart:=GetSeriesByName(PolyName);
X:=CurChart.MinXValue-Interval;
Y:=CurChart.MinYValue-Interval;
HalfDistance:=Distance div 2;
AddWells;
while Y <= CurChart.MaxYValue+Interval do
begin
while X <= CurChart.MaxXValue+Interval do
begin
StepProd:=0;
while StepProd <= 1 do
begin
SetWellsAttributes(Length(Wells)-1,PlanName,Discription,true);
AddWellPoint(Length(Wells)-1, IntToStr(NameCount), 'p', Round(X*100)/100, Round(Y*100)/100);
X:=X+Distance;
inc(NameCount);
inc(StepProd);
end;
SetWellsAttributes(Length(Wells)-1,PlanName,Discription,true);
AddWellPoint(Length(Wells)-1, IntToStr(NameCount), 'i', Round(X*100)/100, Round(Y*100)/100);
X:=X+Distance;
inc(NameCount);
end;
if CyrcleCount = 0 then
begin
X:=CurChart.MinXValue-Interval-HalfDistance-Distance;
CyrcleCount:=1;
end
else
begin
X:=CurChart.MinXValue-Interval;
CyrcleCount:=0;
end;
Y:=Y+Distance*sqrt(3)/2;
end;
END;
procedure CreateNinePointPlot (PlanName,PolyName:string;Distance:integer;Discription:Short-
String);

```

```

var NameCount,Interval,CyrclCount:integer;
X, Y:double;
CurChart:TChartSeries;
BEGIN
NameCount:=1;
Interval:=10000;
CyrclCount:=1;
PlanName:=CheckName(PlanName);
CurChart:=GetSeriesByName(PolyName);
X:=CurChart.MinXValue-Interval;
Y:=CurChart.MinYValue-Interval;
AddWells;
while Y <= CurChart.MaxYValue+Interval do
begin
while X <= CurChart.MaxXValue+Interval do
begin
if CyrclCount = 1 then
begin
{добывающая}
SetWellsAttributes(Length(Wells)-1,PlanName,Discription,true);
AddWellPoint(Length(Wells)-1, IntToStr(NameCount), 'p', Round(X*100)/100, Round(Y*100)/100);
end
else
begin
{нагнетательная}
SetWellsAttributes(Length(Wells)-1,PlanName,Discription,true);
AddWellPoint(Length(Wells)-1, IntToStr(NameCount), 'i', Round(X*100)/100, Round(Y*100)/100);
X:=X+Distance;
inc(NameCount);
{добывающая}
SetWellsAttributes(Length(Wells)-1,PlanName,Discription,true);
AddWellPoint(Length(Wells)-1, IntToStr(NameCount), 'p', Round(X*100)/100, Round(Y*100)/100);
end;
X:=X+Distance;
inc(NameCount);
end;
if CyrclCount = 1 then
CyrclCount:=2
else
CyrclCount:=1;
X:=CurChart.MinXValue-Interval;
Y:=Y+Distance;
end;
END;
end.

```

Приложение 5.3. Фрагмент исходного кода ПО RePort

```

procedure include(FName: string);
var TempFile: TStringList;
str,Path: string;
line,i,j: integer;
begin
  AllModelFiles:=TStringList.Create;
  AllModelFiles.LoadFromFile(FName);
  for i:=length(FName) downto 1 do
    if FName[i]='\ ' then break;
  Path:= copy(FName,1,i);
  line:=0;
  while Line < AllModelFiles.Count do
    begin
      if copy(AllModelFiles.Strings[Line],1,4)='GRID' then
        while copy(AllModelFiles.Strings[Line],1,4)<>'INIT' do
          inc(line);
        if copy(AllModelFiles.Strings[Line],1,7)='INCLUDE' then
          begin
            inc(line);
            FName := Path + DelSymb(copy(tabtrimleft(AllModelFiles.Strings[Line]), 1,
              pos('/', copy(tabtrimleft(AllModelFiles.Strings[Line]), 2,
                length(tabtrimleft(AllModelFiles.Strings[Line]))-1))-1), chr(39));
            dec(line);
            if FileExists(FName) then
              begin
                TempFile:=TStringList.Create;
                j:=0;
                while j < TempFile.Count do
                  begin
                    AllModelFiles.Insert(j+line,TempFile.Strings[j]);
                    inc(j);
                  end;
                TempFile.Free;
              end
            else
              dec(line);
            end;
            inc(line);
          end;
        end;
      end;
    end;
  procedure TForm2.rsm2Click(Sender: TObject);
  var PhysicalFileName, RSMFileName, SCHFileName, PVTFileName, FName: string;
  line, i, n, ii: integer;
  Path, str1, str2: string;
  DataFile, SCHFile, TempFile, PVTFile: TStringList;
  begin
    setlength(skippedsections,2);
    skippedsections[0]:='GRID';
    skippedsections[0]:='SOLUTION';
    OpenFileDialog1.filter := 'Файл проекта|*.data';

```

```

OpenDialog1.title := 'Открытие .data файла модели';
if OpenDialog1.Execute = true then
PhysicalFileName:=OpenDialog1.FileName
else exit;
setlength(varnames,length(pwells)+1);
include(PhysicalFileName);
line:=0;
while (Line < AllModelFiles.Count-1) or (copy(AllModelFiles.Strings[Line],1,3)<>'END') do
begin
if copy(AllModelFiles.Strings[Line],1,2)='--' then
inc(line)
else if copy(AllModelFiles.Strings[Line],1,5)='TITLE' then
begin
inc(line);
for i:=length(PhysicalFileName) downto 1 do
if PhysicalFileName[i]='\ ' then break;
(PhysicalFileName,i+1,length(PhysicalFileName)-i))+i);
RSMFileName := PrName + 'rsm';
PrName:=copy(PrName,i+1,length(prname)-i-1);
end
else if copy(AllModelFiles.Strings[Line],1,5)='START' then
begin
inc(line);
SCHFile:=TStringList.Create;
SCHFile.Append("");
PVTFile:=TStringList.Create;
end
else if copy(AllModelFiles.Strings[Line],1,8)='SCHEDULE' then
begin
inc(line);
while (Line < AllModelFiles.Count-1) or (copy(AllModelFiles.Strings[Line],1,3)<>'END') do
begin
SCHFile.Append(AllModelFiles.Strings[Line]);
inc(line);
end;
end
else inc(line);
end;
setlength(movedata, length(movedata) + 1);
MoveData[high(movedata)] := true;
if LoadPropsFromModel then
begin
LoadPropsFromModelProc;
addinfo('чтение файла свойств флюидов ' + PVTFileName);
PVT_read(PVTFile);
end;
AllModelFiles.Free;
addinfo('загрузка данных завершена.');
```

```

if UseHistory then
addhistory;
end;
procedure TForm2.Button1Click(Sender: TObject);
```

```

var i, j: integer;
begin
if MessageDlg('Удалить данные для месторождения ' + PProgs[Fieldchecked][1].Value + '?',
mtInformation, [mbOk, mbCancel], 0) = 1 then
begin
for i := Fieldchecked to high(PProgs) - 1 do
for j := 0 to high(PProgs[i]) do
begin
PProgs[i][j].KeyW := PProgs[i+1][j].KeyW;
PProgs[i][j].Value := PProgs[i+1][j].Value;
end;
setlength(PProgs, length(PProgs) - 1);
menuClick(Form2.mainmenu1.Items[1].items[fieldchecked + 1]);
end;
end;
procedure TemplateCalc(ind: integer);
var f, r, s1, s2: string;
ii, i, j, jj, jjj, n, std, period: integer;
sum: real;
str: tstringlist;
begin
for i := 0 to high(pwells[ind]) do
if pwells[ind][i].wellproperty = 'DATE' then
begin
n:=i;
break;
end;
if strtoint(copy(pwells[ind][n].valueproperty[high(pwells[ind][n].valueproperty)],1,4)) =
strtoint(copy(pwells[ind][n].valueproperty[high(pwells[ind][n].valueproperty)-1],1,4)) then
pwells[ind][n].valueproperty[high(pwells[ind][n].valueproperty)] :=
inttostr(strtoint(copy(pwells[ind][n].valueproperty[high(pwells[ind][n].valueproperty)-
1],1,4))+1)+'01.01';
i:=1;
if PProgs[Fieldchecked][3].Value = '1' then
begin
while i < length(pwells[ind][n].valueproperty) do
begin
period := 0;
if strtoint(copy(pwells[ind][n].valueproperty[i],1,4))=strtoint(copy(pwells[ind][n].valueproperty[i-
1],1,4)) then
while (i < length(pwells[ind][n].valueproperty)) and
(strtoint(copy(pwells[ind][n].valueproperty[i],1,4))=strtoint(copy(pwells[ind][n].valueproperty[i-
1],1,4))) do
begin
inc(period);
end;
for ii := 0 to high(pwells[ind]) - 12 do
begin
pwells[ind][ii].valueproperty[i-std] := pwells[ind][ii].valueproperty[i];
end;
inc(i);
end;
end;

```

```

end;
for i := 0 to high(pwells[ind]) do
setlength(pwells[ind][i].ValueProperty, length(pwells[ind][i].ValueProperty)-std);
if MoveData[ind] then
for j := 1 to high(pwells[ind][i].valueproperty) - 1 do
pwells[ind][i].valueproperty[j] := pwells[ind][i].valueproperty[j + 1];
pwells[ind][i].valueproperty[high(pwells[ind][i].valueproperty)] := '0';
end;
movedata[ind] := false;
end;
j := 0;
for i := 0 to high(pwells[ind]) do
if pwells[ind][i].WellProperty = 'WELL' then
begin
if ((pwells[ind][i].WellType = 'p') and (pwells[ind][i].ValueProperty[j][1] in ['1','2','5'])) or
((pwells[ind][i].WellType = 'i') and (pwells[ind][i].ValueProperty[j][1] in ['4'])) then
pwells[ind][high(pwells[ind]) - 15].ValueProperty[j] := floattostr(stf(pwells[ind][high(pwells[ind]) -
15].ValueProperty[j]) + 1);
then
pwells[ind][high(pwells[ind]) - 9].ValueProperty[j] := floattostr(stf(pwells[ind][high(pwells[ind]) -
9].ValueProperty[j]) + 1);
for ii := 0 to high(pwells[ind]) do
begin
if (ansicomparetext(pwells[ind][i].WellName, pwells[ind][ii].WellName) = 0) and
(((pwells[ind][i].valueproperty[j] = '2') and (pwells[ind][i].valueproperty[j-1] <> '2')) or
((pwells[ind][i].valueproperty[j] = '4') and (pwells[ind][i].valueproperty[j-1] <> '4')))) then
begin
if pwells[ind][ii].WellProperty = 'WGPT' then
pwells[ind][high(pwells[ind])).valueproperty[j] := floattostr(stf(pwells[ind][high(pwells[ind])).val-
ueproperty[j]) +
progressdisable;
for i := 0 to high(TableTemplates[TemplateInd].tstr) do
etlength(TableTemplates[TemplateInd].tstr[i].columns, 1);
setlength(TableTemplates[TemplateInd].tstr[i].columns, Length(pwells[ind][0].valueproperty));
end;
begin
GDMExtraProps[ind][13].value := (stf(pwells[ind][i].ValueProperty[high(pwells[ind][i].ValueProp-
erty) - 1]) -
stf(PProgs[FieldChecked][22].Value)) * stf(PProgs[FieldChecked][7].Value) / 1000000 +
GDMExtraProps[ind][12].value;
n := i;
end;
end;
for i := 0 to high(pwells[ind]) do
if pwells[ind][i].WellProperty = 'FLPT' then
GDMExtraProps[ind][18].value := (stf(pwells[ind][n].ValueProperty[high(pwells[ind][n].ValueProp-
erty) - 1]) -
stf(pwells[ind][n].ValueProperty[high(pwells[ind][n].ValueProperty) - 2])) * 100 /
(stf(pwells[ind][i].ValueProperty[high(pwells[ind][i].ValueProperty) - 1]) -
stf(pwells[ind][i].ValueProperty[high(pwells[ind][i].ValueProperty) - 2]));
progressdisable;
end;

```

Приложение 5.4. Фрагмент исходного кода ПО Economics

```

function CheckKeyWord(KeyWord: string): boolean;
Const
  CountOfElements=12;
var
  NonKeyWord: array[1..CountOfElements] of string;
  i: integer;
begin
  CheckKeyWord:=true;
  NonKeyWord[1]:='DATE';
  NonKeyWord[11]:='TIME';
  NonKeyWord[12]:='DAYS';
  for i:=1 to CountOfElements do if KeyWord=NonKeyWord[i] then
    begin
      CheckKeyWord:=false;
      break;
    end;
  procedure TForm1.N2Click(Sender: TObject);
  var
    StrWellName: string;
    StrKeyWord: string;
    StrMultip: string;
    strmultipl: string;
    i,n: integer;
    WellNameStr: string;
    KeyWordStr: string;
    LengthOfWellNumber: integer;
    LengthOfKeyWord: integer;
    start: integer;
    Yet: boolean;
    RSMFile: TStringList;
    Line: integer;
    Column: integer;
    PropertyEnd: integer;
    HatSize: integer;
    ii: integer;
    dat: string;
    PhysicalFileName: string;
  begin
    OpenFileDialog1.filter := 'RSM|*.rsm';
    OpenFileDialog1.title := 'Открытие .rsm файла';
    if OpenFileDialog1.Execute = true then
      PhysicalFileName:=OpenDialog1.FileName
    else exit;
    NotFirstTime:=false;
    NumberOfWell:=0;
    RSMFile:=TStringList.Create;
    RSMFile.LoadFromFile(PhysicalFileName);
    progressBar1.Visible := true;
    statusBar1.simpletext := 'загрузка данных файла .rsm:.';
    Line:=0;
    iii:=0;
  end;
end;

```

```

jj:=0;
while Line+1 < RSMFile.Count-1 do
begin
if RSMFile.Strings[Line][1]='1' then
begin
i:=Line+4;
while RSMFile.Strings[i][2]<>'-' do i:=i+1;
HatSize:=i-Line;
i:=Line+HatSize+1;
while (RSMFile.Strings[i][2]<>'-' ) and (i<RSMFile.Count-1) do i:=i+1;
PropertyEnd:=i-2;
while Column<length(StrKeyWord) do
begin
if StrKeyWord[Column]=' ' then Column:=Column+1
else
begin
StringCounter:=Column;
start:=Column;
if (StrWellName[Column]=' ') or (StrWellName[Column]='*') then StrWellName:=RSM-
File.Strings[Line+8];
end;
while StrWellName[Column]<>' ' do
begin
inc(LengthOfWellNumber);
Column:=Column+1;
end;
WellNameStr:=Copy(StrWellName, start, LengthOfWellNumber);
Column:=Column-LengthOfWellNumber+10;
jj := jj+1;
Line:=0;
while Line+1 < RSMFile.Count-1 do
begin
if RSMFile.Strings[Line][1]='1' then
begin
i:=Line+4;
while RSMFile.Strings[i][2]<>'-' do i:=i+1;
HatSize:=i-Line;
i:=Line+HatSize+1;
while (RSMFile.Strings[i][2]<>'-' ) and (i<RSMFile.Count-1) do i:=i+1;
PropertyEnd:=i-2;
StrKeyWord:=RSMFile.Strings[Line+4];
StrWellName:=RSMFile.Strings[Line+6];
Column:=1;
while Column<length(StrKeyWord) do
begin
if StrKeyWord[Column]=' ' then Column:=Column+1
else
begin
StringCounter:=Column;
start:=Column;
LengthOfKeyWord:=0;
while StrKeyWord[Column]<>' ' do

```

```

begin
Column:=Column+1;
end;
WellNameStr:=Copy(StrWellName, start, LengthOfWellNumber);
pwell[jj].PropMultip := WellNameStr;
end;
LengthOfWellNumber:=0;
Column:=Start;
if (KeyWordStr[1]='F') or (KeyWordStr[1]='A') then
begin
jj:=jj+1;
progressbar1.Position := jj;
Column:=Column-LengthOfKeyWord+10;
continue;
end;
LengthOfWellNumber:=0;
Column:=Start;
if StrWellName[Column]=' ' then
begin
WellNameStr:=Copy(StrWellName, start, LengthOfWellNumber);
if KeyWordStr[1]='W' then
pwell[jj].WellName:=WellNameStr;
Column:=Column-LengthOfWellNumber+10;
RSMFile.LoadFromFile(PhysicalFileName);
Counter:=0;
FirstLine:=1;
while Counter<>3 do
begin
if RSMFile.Strings[FirstLine][2]='-' then inc(Counter);
inc(FirstLine);
end;
LastLine:=FirstLine;
while RSMFile.Strings[LastLine][1]<>'1' do inc(LastLine);
SetLength(DataProperty, LastLine-FirstLine);
for i:=0 to High(DataProperty) do
begin
DataProperty[i]:=MakeDate(Copy(RSMFile.Strings[FirstLine+i], 2, 11));
end;
ii:=0;
propcount :=1;
dat:=copy(dataproperty[0],1,4);
for i := 1 to high(dataproperty) do
function MakeDate(Date: string): string;
var
Day: integer;
Month: integer;
Year: integer;
DayStr: string;
MonthStr: string;
YearStr: string;
i: integer;
for ii := 0 to high(pwell) do

```

```

begin
i:=5;
d:=0;
if (pwell[ii].wellproperty = 'FMWIT') or (pwell[ii].wellproperty = 'FMWPT') or (pwell[ii].wellprop-
erty = 'FMWPR') or (pwell[ii].wellproperty = 'FOPT') or (pwell[ii].wellproperty = 'FWIT') or
(pwell[ii].wellproperty = 'FMWIN') then
begin
if pwell[ii].PropMultip = " then
pwell[ii].PropMultip := '*10**0';
while i<>length(pwell[ii].PropMultip)+1 do
begin
d := 0;
AVTNAm := ((100/SAA) + (100/STNGA))/2;
BIODSAm := ((100/DNNGRPA) + (100/DNNOKA))/2;
SPOAm := ((100/NNNA) + (100/VA) + (100/OKA) + (100/ZA) + (100/ESA) + (100/ONSSA) +
(100/PA))/2;
for i := 0 to high(dates) do
begin
x:=0;
for ii := 0 to high(psched) do
begin
if dates[i] = psched[ii].Year then
begin
if psched[ii].WellType = 'p' then
x := x + 1;
if psched[ii].WellType = 'i' then
PPropOut[i].Invest_Wells_Force := PPropOut[i].Invest_Wells_Force + NNNWell;
end;
end;
x := x - ppropout[i].Invest_Wells_Ext_Kern / DNNOKWell;
PPropOut[i].Invest_Wells_Ext := x * DNNGRPWell + ppropout[i].Invest_Wells_Ext_Kern;
PPropOut[i].Invest_Wells_Total := PPropOut[i].Invest_Wells_Ext+PPropOut[i].In-
vest_Wells_Force+PPropOut[i].Invest_Wells_Intake;
PPropOut[i].Invest_Equip_Other := 0.01*PKV*(PPropOut[i].Invest_Equip_Bush+PPropOut[i].In-
vest_Equip_Transp+PPropOut[i].Invest_Equip_Power+PPropOut[i].In-
vest_Equip_Flood+PPropOut[i].Invest_Equip_Road);
PPropOut[i].Invest_Env := 0.01*POM*(PPropOut[i].Invest_Wells_Total + PPropOut[i].In-
vest_Equip_Bush+PPropOut[i].Invest_Equip_Transp+PPropOut[i].In-
vest_Equip_Power+PPropOut[i].Invest_Equip_Flood+PPropOut[i].In-
vest_Equip_Road+PPropOut[i].Invest_Equip_Other);
PPropOut[i].Invest_ONSS := ONSS * FMWPR[i] / ONSSA;
if i=0 then
begin
PPropOut[i].Invest_Equip_Other := PPropOut[i].Invest_Equip_Other + KVN*PKV*0.01;
PPropOut[i].Invest_Env := PPropOut[i].Invest_Env + KVN*0.01*POM;
end;
PPropOut[i].Invest_Total := PPropOut[i].Invest_Wells_Total + PPropOut[i].Invest_Equip_Bush +
PPropOut[i].Invest_Equip_Transp + PPropOut[i].Invest_Equip_Power + PPropOut[i].In-
vest_Equip_Flood + PPropOut[i].Invest_Equip_Road + PPropOut[i].Invest_Equip_Other +
PPropOut[i].Invest_Env + PPropOut[i].Invest_ONSS;
end;

```

ПРИЛОЖЕНИЕ 6. СВИДЕТЕЛЬСТВА О ГОСУДАРСТВЕННОЙ РЕГИСТРАЦИИ ПРОГРАММ ДЛЯ ЭВМ

Приложение 6.1. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ J-Function

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО
о государственной регистрации программы для ЭВМ
№ 2009614136
J-Function

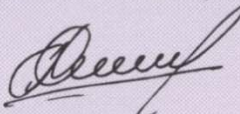
Правообладатель(ли): **Иванов Максим Анатольевич (RU), Захарова
Алёна Александровна (RU), Завьялов Дмитрий Алексеевич (RU)**

Автор(ы): **Иванов Максим Анатольевич, Захарова
Алёна Александровна, Завьялов Дмитрий Алексеевич (RU)**

Заявка № **2009612868**
Дата поступления **8 июня 2009 г.**
Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ
6 августа 2009 г.



Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной
собственности, патентам и товарным знакам



Б.П. Симонов

**Приложение 6.2. Свидетельство о государственной регистрации программы
для ЭВМ GDM-Tool**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2011616248

«GDM-Tool»

Правообладатель(ли): **Общество с ограниченной ответственностью
«Сибнефтегазинновация 21 век» (RU)**

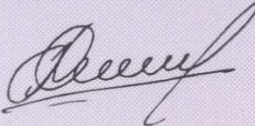
Автор(ы): **Крылов Олег Владимирович, Пешков Викторин
Евгеньевич, Захарова Алёна Александровна, Силантьев
Алексей Сергеевич, Завьялов Дмитрий Алексеевич (RU)**

Заявка № **2011614516**

Дата поступления **17 июня 2011 г.**

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ
9 августа 2011 г.

 Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной
собственности, патентам и товарным знакам

 **Б.П. Симонов**

**Приложение 6.3. Свидетельство о государственной регистрации программы
для ЭВМ RePort**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2015611924

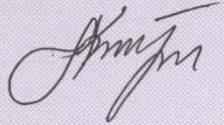
**Формирование отчетности по результатам геологического
и гидродинамического моделирования месторождений
(RePort)**

Правообладатель: *федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический
университет» (RU)*

Авторы: *Завьялов Дмитрий Алексеевич (RU),
Захарова Алена Александровна (RU)*

Заявка № **2014663001**
Дата поступления **12 декабря 2014 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ **09 февраля 2015 г.**

Врио руководителя Федеральной службы
по интеллектуальной собственности


 **Л.Л. Кирий**

**Приложение 6.4. Свидетельство о государственной регистрации программы
для ЭВМ Economics**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2019611730

**Экономическая экспресс-оценка результатов прогнозного
моделирования разработки месторождений нефти и газа
(Economics)**

Правообладатель: *Завьялов Дмитрий Алексеевич (RU)*

Автор: *Завьялов Дмитрий Алексеевич (RU)*



Заявка № **2019610495**

Дата поступления **22 января 2019 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **04 февраля 2019 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев Г.П. Ивлиев

ПРИЛОЖЕНИЕ 7. СПРАВКА О ВНЕДРЕНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЫ В ПРАКТИКУ



Ministry of Education and Science 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 +7-3822-563865, e-mail: tpu@tpu.ru, tpu.ru
ОКПО (National Classification of Enterprises and Organizations):
02069303,
Company Number: 1027000890168,
VAT / KPP (Code of Reason for Registration)
7018007264/701701001, BIC 046902001

Министерство образования и науки 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 +7-3822-563865, e-mail: tpu@tpu.ru, tpu.ru
ОКПО 02069303, ОГРН 1027000890168,
ИНН/КПП 7018007264/701701001, БИК 046902001

СПРАВКА

о внедрении результатов научно-исследовательской работы в практику

На основе полученных результатов научно-исследовательской работы «Алгоритмы и методики для повышения эффективности процесса проектирования разработки месторождений нефти и газа на основе комплексного подхода» соискателя Завьялова Д.А. разработано ПО J-Function, GDM-Tool, RePort и методика создания комплексной модели месторождения, которые применялись в лабораторных работах дисциплины «Методологии проектирования в нефтегазовой отрасли и управления проектами» в 2013-2015 гг. для подготовки студентов магистратуры профилей 131000.01 «Технология вскрытия и опробования продуктивных нефтяных и газовых пластов в скважинах различного профиля», 13100.02 «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях», 131000.06 «Управление разработкой нефтяных месторождений»; 131000.14 «Надёжность и безопасность газонефтепроводов и газонефтехранилищ» направления 21.04.01 «Нефтегазовое дело» Института природных ресурсов ТПУ.

Начальник
учебно-методического отдела
Института кибернетики ТПУ, к.т.н.



О.М. Гергет

ПРИЛОЖЕНИЕ 8. СПИСОК НИР

1. Договор между Томским политехническим университетом и ООО «Норд Империял» №483-2009 от 15.10.2009 г., технологическая схема разработки месторождения М2.
2. Договор между Томским политехническим университетом и ООО «Норд Империял» №69 от 27.05.2010 г., дополнение к технологической схеме разработки месторождения М10.
3. Договор между Томским политехническим университетом и ООО «Стимул-Т» №9 от 25.01.2011 г., оперативный подсчет запасов и технологическая схема разработки месторождения М6.
4. Договор между Томским политехническим университетом и ООО «Стимул-Т» №203СТ12 от 03.12.2012 г., оперативный подсчет запасов и технологическая схема разработки месторождения М1.
5. Договор между Томским политехническим университетом и ООО «Альянснефтегаз» №257-2012 от 12.11.2012 г., технологическая схема разработки месторождения М15.
6. Договор между Томским политехническим университетом и ОАО «ТНГК» №02 от 13.05.2013 г., подсчет запасов и технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти месторождения М3.
7. Договор между Томским политехническим университетом и ООО «Норд Империял» №255-2013 от 04.10.2013 г., дополнение к технологической схеме разработки месторождения М13.
8. Договор между Томским политехническим университетом и ООО «Норд Империял» №272-2013 от 01.10.2013 г., оперативный подсчет запасов и дополнение к технологической схеме разработки месторождения М4.
9. Договор между Томским политехническим университетом и ООО «Западно-Сибирская Компания» №4-262/15У от 16.06.2015 г., дополнение к технологической схеме разработки месторождения М4.
10. Договор между Томским политехническим университетом и ООО «Западно-Сибирская Компания» №4-659/16 от 01.04.2016 г., оперативный подсчет запасов по месторождению М5.
11. Договор между Томским политехническим университетом и ООО «Западно-Сибирская Компания» №4-664/16 от 18.07.2016 г., дополнение к технологической схеме разработки месторождения М6.
12. Договор между Томским политехническим университетом и ООО «Западно-Сибирская Компания» №4-677/16 от 17.10.2016 г., оперативный подсчет запасов по месторождению М14.
13. Договор между Томским политехническим университетом и ООО «Западно-Сибирская Компания» №4-693/17 от 13.02.2017 г., проект пробной эксплуатации месторождения М14.
14. Договор между Томским политехническим университетом и ООО «Западно-Сибирская Компания» №15.12-210/2017у от 13.06.2017 г., проект

пробной эксплуатации месторождения М14. Необходимость в новом договоре возникла в связи с незапланированным увеличением объема работ не по вине исполнителя.

15. Договор между Томским политехническим университетом и ООО «Западно-Сибирская Компания» №15.12-444/2017у от 14.08.2017 г., подсчет запасов по месторождению М7.

16. Договор между Томским политехническим университетом и ООО «Западно-Сибирская Компания» №15.12-445/2017у от 14.08.2017 г., проект пробной эксплуатации месторождения М12.

17. Договор между Томским политехническим университетом и ООО «Западно-Сибирская Компания» №15.07-170/2019у от 20.05.2019 г., оперативный подсчет запасов и проект пробной эксплуатации месторождения М16.

18. Договор между Томским политехническим университетом и ООО «Западно-Сибирская Компания» №15.07-365/2019у от 05.09.2019 г., проект пробной эксплуатации месторождения М12.

ПРИЛОЖЕНИЕ 9. СПИСОК КОНФЕРЕНЦИЙ

1. VI Всероссийская научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и современные информационные технологии». Томск, 26-28 февраля 2008 г., ТПУ.
2. XIV Международная научно-практическая конференция студентов и молодых ученых «Современные техника и технологии СТТ 2008». Томск, 24–28 марта 2008.
3. IV Всероссийская конференция молодых ученых. Материаловедение, технологии и экология в третьем тысячелетии. Томск, 19-21 октября 2009 г.
4. Международная научно-практическая конференция Интеллектуальные информационно-телекоммуникационные системы для подвижных и труднодоступных объектов. Томск, 23-25 сентября 2010.
5. XII Всероссийская научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и современные информационные технологии». Томск, 12-14 ноября 2014 г., ТПУ.
6. XIII Всероссийская научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и современные информационные технологии». Томск, 9-13 ноября 2015 г., ТПУ.
7. IV Международная конференция «Информационные технологии в промышленности и производстве». Томск, 21-23 сентября 2016.
8. XIV Всероссийская научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и современные информационные технологии». Томск, 7-11 ноября 2016 г., ТПУ.
9. CIT&DS 2017: «Creativity in Intelligent Technologies & Data Science». Volgograd, Russia, 12-14 September, 2017.
10. XV Всероссийская научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и современные информационные технологии». Томск, 4-7 декабря 2017 г., ТПУ.
11. 27-я Международная конференция по компьютерной графике и машинному зрению. Пермь, 2017.
12. Международная научная конференция Института физико-технической информатики Московского физико-технического института СРТ2018. Московская область, Россия, 28-31 мая 2018 г.
13. 28-я Международная конференция по компьютерной графике и машинному зрению. Томск, 24-27 сентября 2018 г.
14. 6-й Международной конференции «Ситуационные центры и информационно-аналитические системы для задач мониторинга и безопасности (SCVRT2018)». Московская область, Россия, 20-23 ноября 2018 г.
15. CIT&DS 2019: «Creativity in Intelligent Technologies & Data Science». Volgograd, Russia, 16-19 September, 2019.
16. 29-я Международная конференция по компьютерной графике и машинному зрению. Брянск, 23-26 сентября 2019 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 10. АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

Приложение 10.1. Акт внедрения в ООО «Западно-Сибирская Компания»

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ООО «Западно-Сибирская Компания»

О.В. Крылов

«____» _____ 2017 г.



АКТ ВНЕДРЕНИЯ

г. Томск

20.04.2017 г.

Я, нижеподписавшийся, Гаврилов Сергей Николаевич, главный геолог ООО «Западно-Сибирская Компания», подтверждаю, что алгоритмическое и программное обеспечение системы «RePort» и методика создания комплексной модели месторождения, а также техническая документация в электронном виде внедрены в ООО «Западно-Сибирская Компания».

Программное обеспечение «RePort» использовалось в ООО «Западно-Сибирская Компания» для автоматического формирования проектной документации на основе геологических и гидродинамических моделей нефтегазовых месторождений, а методика создания комплексной модели месторождения – для снижения объемов численного геологического и гидродинамического моделирования при выполнении проектов по подсчету запасов, проектированию разработки, технико-экономическому обоснованию инвестиций и коэффициентов извлечения углеводородов нефтегазовых месторождений в 2016-2017 гг.:

- дог. № 4-693/17 от 13.02.2017 г.;
- дог. № 4-664/16 от 18.07.2016 г.;
- дог. № 4-659/16 от 01.04.2016 г.;
- дог. № 4-677/16 от 17.10.2016 г.

Внедренные программный продукт и методика позволили снизить количество итераций геологического и гидродинамического моделирования при проектировании разработки месторождений, а также автоматизировать формирование отчетности, тем самым сократив общее время выполнения проектов на 10-15% и повысив их достоверность.

Научный руководитель проекта: д.т.н. Захарова А.А.

Исполнитель проекта: Завьялов Д.А.

Главный геолог
ООО «Западно-Сибирская Компания»

 С.Н. Гаврилов

Приложение 10.2. Акт внедрения в ООО «Западно-Сибирская Компания»**УТВЕРЖДАЮ:**

Генеральный директор
ООО «Западно-Сибирская Компания»
О.В. Крылов
2017 г.

**АКТ ВНЕДРЕНИЯ**

г. Томск

13.02.2017 г.

Я, нижеподписавшийся, Гаврилов Сергей Николаевич, главный геолог ООО «Западно-Сибирская Компания», подтверждаю, что алгоритмическое и программное обеспечение системы «Аналитический визуализатор данных» и техническая документация в электронном виде внедрены в ООО «Западно-Сибирская Компания».

Программное обеспечение «Аналитический визуализатор данных» использовалось в ООО «Западно-Сибирская Компания» для проведения аналитических исследований больших объемов данных с целью выявления фактических зависимостей в разнородных характеристиках исследуемых объектов при выполнении проектов по подсчету запасов, проектированию разработки, технико-экономическому обоснованию инвестиций и коэффициентов извлечения углеводородов нефтегазовых месторождений в 2016-2017 гг.:

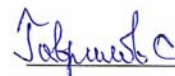
- дог. № 4-693/17 от 13.02.2017 г.;
- дог. № 4-664/16 от 18.07.2016 г.;
- дог. № 4-659/16 от 01.04.2016 г.;
- дог. № 4-677/16 от 17.10.2016 г.

Внедренный программный продукт позволил проводить решение задач оперативного исследования многомерных данных, получать визуально-аналитическое представление об особенностях исследуемой информации, а также достигать положительных результатов в задачах принятия решений в условиях ограниченного времени анализа. Таким образом, время анализа исходных данных для проектирования разработки месторождений при использовании указанного программного обеспечения удалось сократить на 15-20%.

Научный руководитель проекта: д.т.н. Захарова А.А.

Исполнители проекта: Шкляр А.В., Завьялов Д.А.

Главный геолог
ООО «Западно-Сибирская Компания»

 С.Н. Гаврилов

ПРИЛОЖЕНИЕ 11. СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

В изданиях, рекомендованных ВАК

1. Завьялов Д.А., Захарова А.А. Создание экспертной системы для комплексной оценки рисков разработки месторождений углеводородов // Кибернетика и программирование. - 2016. - №5. - С. 1-9.

2. Zav'yalov D.A., Zakharova A.A., Shklyar A.V. An integrated approach to modeling by an example of a landfill of disposal of liquid oil waste // Программные системы и вычислительные методы. - 2017. - №1. - С. 22-30.

3. Zakharova A.A., Nebaba S.G., Zavyalov D.A. Algorithms and Software Increasing the Efficiency of Processing Multidimensional Heterogeneous Data // Programming and Computer Software. - 2019. - №4. - С. 196-201.

Scopus и Web of Science

4. Zavyalov D.A., Zakharova A.A., Shklyar A.V. Visual assessment methods and data models in the development of hydrocarbon fields // GraphiCon 2017 - 27th International Conference on Computer Graphics and Vision. - Perm: Perm State University and Perm Polytechnic University, 2017. - С. 112-115.

5. Zavyalov D.A. The application of OLAP technology in automated risk assessment system for oil and gas fields // Journal of Physics: Conference Series (JPCS). IOP-science, 2017.

6. Zakharova A., Vekhter E., Shklyar A., Zavyalov D. Visual Detection of Internal Patterns in the Empirical Data // Creativity in Intelligent Technologies and Data Science. - 2017. - №754. - С. 215-230.

7. Zavyalov D., Zakharova A. Multidimensional data analysis based on the integrated oilfield model // GraphiCon 2018 - 28th International Conference on Computer Graphics and Vision. - Tomsk: Tomsk Polytechnic University (TPU) and Tomsk State University of Control Systems and Radioelectronics (TUSUR), 2018. - С. 307-310.

8. Zakharova A.A., Nebaba S.G., Zavyalov D.A. The algorithm for the classification of methods for processing multidimensional heterogeneous data in application to designing of oil fields development // Communications in Computer and Information Science. - 2019. - №1083. - С. 162-174.

9. Zavyalov D.A. Improving the accuracy of hydrocarbon reserves estimation based on an integrated approach // 9th International Conference on Computer Graphics, Image Processing and Computer Vision, Visualization Systems and the Virtual Environment GraphiCon'2019. CEUR Workshop Proceedings, 2019. - С. 164-167.

10. Zavyalov D., Nebaba S., Zavyalova K., Zakharova A., Rizen Y. Validation and Completion of Initial Data of Hydrocarbon Reservoirs Development Based on 3D Models // Geosciences. - 2020. - №10.

Другие публикации

11. Завьялов Д.А., Захарова А.А. Экономический расчет прогнозных вариантов разработки месторождений нефти и газа // Молодежь и современные информационные технологии: Сборник трудов VI Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых - Томск, 26-28 февраля 2008. - Томск: СПб Графикс, 2008. - с. 465-466.

12. Завьялов Д.А. Программное обеспечение для экономического расчета при проектировании разработки месторождений нефти и газа // Современные техника и технологии: Труды XIV Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых - Томск, 24-28 марта 2008. - Томск: ТПУ, 2008. - с. 300-301.

13. Завьялов Д.А., Захарова А.А. Пре- и постпроцессинг геологических и гидродинамических моделей месторождений нефти и газа // Проблемы информатики. - 2011. - Вып. Специальный. - С. 94-101.

14. Завьялов Д.А., Захарова А.А. 3D-моделирование водогазового воздействия на нефтяных месторождениях // Проблемы информатики. - 2012. - Вып. спецвыпуск. - С. 69-73.

15. Завьялов Д.А. Оценка рисков разработки и достоверности моделей месторождений [Электронный ресурс] / Д. А. Завьялов // Молодежь и современные информационные технологии: сборник трудов XII Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, г. Томск, 12-14 ноября 2014 г. в 2 т. / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт кибернетики (ИК); ред. кол. Е. А. Сикора [и др.]. — Томск: Изд-во ТПУ, 2014. — Т. 2. — [С. 98-99].

16. Завьялов Д.А. Оценка рисков разработки месторождений углеводородов // Молодой ученый. - 2015. - №15. - С. 339-342.

17. Завьялов Д.А. Применение методики оценки рисков разработки месторождения / Д. А. Завьялов // Молодежь и современные информационные технологии: сборник трудов XIII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, г. Томск, 9-13 ноября 2015 г.: в 2 т. — Томск: Изд-во ТПУ, 2016. — Т. 1. — [С. 326-327].

18. Завьялов Д.А., Багутдинов Р.А. Комплексный подход к моделированию полигона утилизации жидких нефтяных отходов // XIV Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых учёных «Молодёжь и современные информационные технологии» - Томск, 7-11 ноября 2016.

19. Завьялов Д.А. Комплексная модель месторождения углеводородов / Д. А. Завьялов // Молодежь и современные информационные технологии: сборник трудов XV Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, г. Томск, 4-7 декабря 2017 г. — Томск: Изд-во ТПУ, 2018. — [С. 39-40].

20. Завьялов Д.А., Захарова А.А. Уровневое моделирование на основе комплексного подхода // Труды Международной научной конференции Московского физико-технического ИФТИ СРТ2018. - Протвино: АНО "Институт физико-технической информатики", 2018. - С. 172-175.

21. Завьялов Д.А. Комплексная модель, средства визуальной аналитики и программное обеспечение, повышающие эффективность проектирования разра-

ботки месторождений углеводородов // Труды международной конференции Московского физико-технического института Института физико-технической информатики SCVRT2018. - Протвино: АНО "Институт физико-технической информатики", 2018. - С. 302-306.

Свидетельства о регистрации авторского права

22. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2009614136 «J-Function». Авторы: Иванов М.А., Захарова А.А., Завьялов Д.А. Дата регистрации в Реестре программ для ЭВМ 06 августа 2009 г.

23. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2011616248 «GDM-Tool». Авторы: Крылов О.В., Пешков В.Е., Захарова А.А., Силантьев А.С., Завьялов Д.А. Дата регистрации в Реестре программ для ЭВМ 09 августа 2011 г.

24. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2015611924 «Формирование отчетности по результатам геологического и гидродинамического моделирования месторождений (RePort)». Авторы: Завьялов Д.А., Захарова А.А. Дата регистрации в Реестре программ для ЭВМ 09 февраля 2015 г.

25. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019611730 «Экономическая экспресс-оценка результатов прогнозного моделирования разработки месторождений нефти и газа (Economics)». Авторы: Завьялов Д.А. Дата регистрации в Реестре программ для ЭВМ 04 февраля 2019 г.