

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Оренбургский государственный университет»

На правах рукописи



**Ломухин Игорь Анатольевич**

# **Многоуровневая автоматизированная система управления эксплуатацией углеводородного месторождения**

Специальность 2.3.3 - Автоматизация и управление  
технологическими процессами и производствами

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:  
доктор технических наук, профессор  
Пищухин Александр Михайлович

Оренбург 2025

## Содержание

Введение.....	6
1 Состояние вопроса, цель и задачи исследования .....	13
1.1 Стратегия информатизации нефтегазодобывающих предприятий Российской Федерации .....	13
1.2 Актуальность проблемы управления эффективностью эксплуатации углеводородного месторождения .....	17
1.3 Управленческие аспекты в эксплуатации месторождения .....	24
1.4 Современные средства автоматизации и инструменты моделирования ..	28
1.5 Актуальные геолого-технические мероприятия для интенсификации притока на углеводородных месторождениях .....	30
1.6 Цели и задачи диссертационного исследования.....	37
2 Теоретические аспекты управления эксплуатацией углеводородного месторождения .....	41
2.1 Структура управления эксплуатацией месторождения углеводородов ..	41
2.2 Формирование управляющего контура для месторождения углеводородов.....	51
2.3 Метасистемный подход к управлению .....	55
2.4 Оценки достижимой эффективности эксплуатации месторождения углеводородов.....	58
2.5 Распределение ресурсов по уровням управления.....	59
ВЫВОДЫ ПО ВТОРОЙ ГЛАВЕ .....	65
3 Компьютерное моделирование и прикладные алгоритмы .....	67
3.1 Подготовка исходных данных для построения интегрированной модели .....	67
3.2 Построение и первичная настройка моделей-компонент интегрированной модели .....	73
3.2.1 Моделирование кустовых площадок .....	74
3.2.2 Моделирование трубопроводного транспорта.....	75

3.2.3 Моделирование штуцеров.....	79
3.2.4 Построение моделей скважин.....	83
3.2.5 Настройка моделей скважин.....	92
3.2.6 Ретроспективный анализ моделей скважин .....	97
3.2.7 Проверка сходимости результатов расчета по скважинам.....	99
3.3 Сборка интегрированной модели .....	100
3.4 Прикладные программные модули, разработанные в рамках научного исследования.....	104
3.4.1 Интеллектуальная система поддержки принятия решения о выборе геолого-технических мероприятий для всех типов скважин.....	106
3.4.2 База данных геолого-промысловой информации для интеллектуальной сппр о выборе геолого-технических мероприятий для всех типов скважин	114
3.4.3 Модуль «Верификация исходных данных для построения ИМ» .....	116
3.4.4 Модуль «Темп падения базовой добычи нефти».....	116
3.4.5 Модуль «Прогнозирования добычи нефти после интенсификации притока» .....	116
3.4.6 Модуль «Выбора геолого-технического мероприятия в многомерном пространстве» .....	117
3.4.7 Модуль «Выбора геолого-технического мероприятия на основе комплексного критерия» .....	117
3.4.8 Модуль «Сопоставления совместных замеров расхода аг, рзаб, дебита жидкости» .....	118
3.4.9 Модуль «Автоматического формирования графика гди» .....	118
3.4.10 Модуль «Для поиска и сравнения пользовательских файлов» .....	119
3.4.11 Модуль «Проверки ежемесячного отчета технологический режим работы скважин» .....	119
3.4.12 Модуль «Навигации по файловому архиву ГиПИ» .....	120
3.5 Критерии и методика выбора адекватного геолого-технического мероприятия на эксплуатационном фонде скважин.....	120
ВЫВОДЫ ПО ТРЕТЬЕЙ ГЛАВЕ.....	125

4 Практические аспекты .....	127
4.1 Практический опыт применения интегрированной модели .....	127
4.2 Верификация геолого-промысловых параметров работы скважин Оренбургского НГКМ.....	129
4.3 Оценка эффективности выбора ГТМ на нефтяной скважине .....	133
4.4 Проведение расчетов на разработанной интегрированной модели добывающего предприятия .....	136
1.4.1 Расчет групповой оптимизации работы скважин и оптимальной подачи активного газа .....	136
1.4.2 Расчет прогноза добычи эксплуатационных скважин .....	138
4.5 Организация защиты документооборота добывающего предприятия ....	143
ВЫВОДЫ ПО ЧЕТВЕРТОЙ ГЛАВЕ .....	149
Заключение .....	151
Список использованных источников .....	153
Приложение А .....	165
Приложение Б .....	169
Приложение В.....	186
Приложение Г .....	191
Приложение Д.....	192

## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АГЗУ	Автоматизированная групповая замерная установка
АДКУ	Автоматизация диспетчерского контроля и управления
АСОДУ	Автоматизированная система оперативного диспетчерского управления
АСУРГ	Автоматизированная система управления и регулирования газлифтного газа
ВНК	Водонефтяной контакт
ВНС	Ввод новых скважин
ГДИС	Гидродинамические исследования скважины
ГДМ	Гидродинамическая модель
ГЖС	Газо-жидкостная смесь
ГНО	Глубинно-насосное оборудование
ГРГГ	Гребенка распределения газлифтного газа
ГРП	Гидравлический разрыв пласта
ГТМ	Геолого-технологические мероприятия
ДАРГ	Динамический анализ работы газлифта
ЗБС	Зарезка боковых стволов
ИМ	Интегрированная модель
СППР	Система поддержки принятия решения
КВД	Кривая восстановления давления
КВУ	Кривая восстановления уровней
КРД	Кривая распределения давления
КРТ	Кривая распределения температуры
ОНГКМ	Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение
ОТМ	Организационно-технические мероприятия
ПЭД	Погружной электродвигатель
Система ППД	Система поддержания пластового давления
СКО	Соляно-кислотная обработка
СС	Система сбора
ТЛ	Технологические линии установки подготовки
ТМ	Телемеханика
ТМС	Термоманометрическая система
ТР	Технологический режим
УПНГ	Установка подготовки нефти и газа
УЭЦН	Установка электроцентробежного насоса

## **Введение**

Актуальность темы.

В настоящее время нефтегазодобывающая отрасль, в силу деградационного характера процесса добычи углеводородов, испытывает потребность в применении высокотехнологичных методов на разрабатываемых месторождениях. Повышение качества управленческих решений в полной мере обуславливает необходимость создания систем автоматизации, основанных на всестороннем анализе производственной информации. В таких системах широкое применение получил уровневый подход. Он позволяет получить дополнительный эффект по добыче, акцентировать соблюдение баланса между экологическими, социальными и экономическими интересами предприятия. Учитывая возрастающее внимание к рациональному использованию природных ресурсов, становится актуальным построение автоматизированных систем управления эксплуатацией углеводородных месторождений, направленных на повышение эффективности при одновременном соблюдении оптимальных значений параметров технологического процесса, условий максимальной социальной полезности и безопасности, экономической выгоды, выполнении необходимых экологических требований.

Степень разработанности темы исследования. Существенную роль в понимании вопросов эксплуатации углеводородного месторождения играют результаты исследований процессов разработки нефтяных и газовых месторождений. Данному вопросу посвящены работы Минханова И. Ф., Алиева З.С. Вопросами влияния физико-химических свойств жидкости на характеристики параметров эксплуатационных скважин занимались Крайнов Э.А., Белошенко Д.П. Решению проблем по определению влияния различных методов увеличения нефтеотдачи пластов на основе применения геолого-технических мероприятий посвятили исследования Муслимов Р.Х., Каневской Р.Д., Хасанов М.М. Применение перспективных технологий моделирования

при добыче углеводородов подробно представлено в работах зарубежных авторов Salager J.L., Briceno M.I. и Bracho C.L.

Многоуровневым системам посвящено исследование Месаровича М., Мако Д., Токахары И., сложным кибернетическим системам – работы В.Н. Фомина, координирующему управлению - Бойчука Л.М., координатно-параметрическому управлению – Петрова Б.Н., Рутковского В.Ю., Землякова С.Д. Основы применения метасистемного подхода в управлении заложены в работе Клира Дж. Решение задач оптимального управления и распределения ресурсов исследовали Кротов В.Н., Канторович Л.В. Обоснование необходимости внедрения единой автоматизированной системы управления разработкой крупных месторождений приводится в работах Васильева Ю.Н.

Несмотря на имеющиеся теоретические и практические разработки в области автоматизированных систем управления (АСУ) эксплуатацией углеводородного месторождения, до настоящего времени остаются слабо разработанными вопросы применения многоуровневых систем управления. Также существует проблема выбора эффективных видов геолого-технических мероприятий на скважинах, поскольку зачастую отдельные углеводородсодержащие зоны не коррелируются с обобщёнными характеристиками пласта, что осложняет эту процедуру и существенно снижает эффект от выбранных мероприятий, а также эффективность разработки углеводородного месторождения в целом. Таким образом, разработка многоуровневой автоматизированной системы управления эксплуатацией углеводородного месторождения является актуальной научно-технической задачей.

Цель работы состоит в повышении эффективности эксплуатации углеводородного месторождения, оцениваемой величиной затрат ресурсов на единицу произведенных товарных углеводородов, за счет внедрения многоуровневого управления, основанного на применении интегрированной

модели производства и метасистемного подхода к выбору геолого-технических мероприятий.

Для достижения поставленной цели в диссертации были решены следующие основные задачи:

1. Провести анализ структурно-функциональной организации автоматизированной системы управления эксплуатацией углеводородного месторождения.

2. Разработать и исследовать цифровые модели автоматизированной системы управления эксплуатацией углеводородного месторождения.

3. Выполнить синтез алгоритмов работы автоматизированной системы управления эксплуатацией углеводородного месторождения.

4. Провести экспериментальную проверку предложенных моделей, методики и алгоритмов работы автоматизированной системы управления эксплуатацией углеводородного месторождения.

Объектом исследования является процесс эксплуатации углеводородного месторождения.

Предметом исследования является совокупность методов, моделей и алгоритмов управления, повышающих эффективность эксплуатации углеводородного месторождения, выражаемой в затратах ресурсов на единицу произведенных товарных углеводородов.

Методы исследования. Методы численного и имитационного моделирования, теории оптимального управления и системного анализа; основы теории построения алгоритмов, программные и языковые средства современных компьютерных технологий.

Научная новизна результатов исследования:

1. Стратифицированная модель системы управления процессом эксплуатации месторождения углеводородов, отличающаяся применением: 1) многоуровневой структуры, позволяющей сформулировать уровневые оптимизационные задачи с выявлением критериев и ограничений; 2)



обеспечением возможности оптимального распределения ресурсов между уровнями.

2. Интегрированная по уровням АСУП модель полного цикла производства товарных углеводородов, отличающаяся от существующих моделей комплексным учетом финансовых, материальных и трудовых затрат, а также динамики изменения экономико-эксплуатационных параметров.

3. Методика выбора геолого-технических мероприятий, отличающаяся от существующих способом группировки эксплуатационных скважин, критерием оценки скважинных показателей и критерием удаленности от наихудшей скважины в многомерном пространстве этих показателей.

4. Алгоритмы работы автоматизированной системы управления технологическими процессами добывающего предприятия, разработанные для применения на выявленных уровнях управления.

Диссертация содержит результаты исследований, соответствующие паспорту научной специальности 2.3.3 – Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами: п. 11. Методы создания, эффективной организации и ведения специализированного информационного и программного обеспечения АСУТП, АСУП, АСТПП и др., включая базы данных и методы их оптимизации, промышленный интернет вещей, облачные сервисы, удаленную диагностику и мониторинг технологического оборудования, информационное сопровождение жизненного цикла изделия, п. 13. Методы планирования, оптимизации, отладки, сопровождения, модификации и эксплуатации функциональных и обеспечивающих подсистем АСУТП, АСУП, АСТПП и др., включающие задачи управления качеством, финансами и персоналом.

Теоретическая значимость исследования определяется предложенными новыми моделями АСУП и алгоритмами управления полным циклом производства товарных углеводородов, основанными на применении информационной интегрированной модели, направленными на повышение эффективности эксплуатации углеводородного месторождения и

позволяющими оптимизировать затрачиваемые ресурсы, способствующих оптимальному выбору мероприятий на фонде добывающих скважин.

Практическая значимость работы заключается в:

- разработанной программной системе, снижающей трудозатраты на управление процессами на добывающем предприятии, сокращающей объемы документооборота и время простоя технологического оборудования;
- результатах исследования, используемых в качестве рекомендаций при реализации производственной программы добывающего предприятия.

Основные положения, выносимые на защиту:

- 1) Пятиуровневая модель системы управления эксплуатацией углеводородного месторождения с оптимальным распределением ресурсов по уровням на основе разработанной методики.
- 2) Методика выбора геолого-технических мероприятий для повышения эффективности эксплуатации добывающих скважин с двумя критериями выбора.
- 3) Интегрированная модель для выбора средств эффективной эксплуатации углеводородного месторождения, позволяющая оперативно оценивать показатели альтернативных решений с целью адаптации к изменяющимся производственным условиям.
- 4) Алгоритмы функционирования системы управления, автоматизирующие производственные функции добывающего предприятия на всех выявленных уровнях.

Достоверность результатов исследования обеспечивается корректным использованием математического аппарата, компьютерным моделированием и экспериментальными исследованиями, результаты которых не противоречат известным опубликованным положениям в данной области исследования.

Реализация результатов работы. Полученные при выполнении исследования теоретические и практические результаты использованы при разработке многоуровневой системы управления эксплуатацией Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения, что позволило

оптимизировать распределение управленческих ресурсов, рационализировать выбор геолого-технических мероприятий на фонде добывающих скважин. Результаты диссертационной работы приняты к использованию в следующих организациях:

- 1) ООО «Новые интеллектуальные технологии» (Акт о внедрении результатов диссертационного исследования от 24 мая 2022г.);
- 2) АО НПФ «СИАНТ» (Справка о внедрении от 23 ноября 2022г.);
- 3) ООО «Новосибирский Научно-технический центр» (Акт об использовании результатов диссертационного исследования);
- 4) ООО «ОЗНА-Диджитал Солюшнс» (Акт о наличии практического интереса использования результатов диссертационной работы от 30.01.2023г.);
- 5) ООО «Газпромнефть-Цифровые решения» (Акт-справка о внедрении).

Апробация работы. Основные научные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на Всероссийских и международных конференциях: VI, IX, XI Всероссийских научно-практических конференциях (с международным участием) «Современные информационные технологии в науке, образовании и практике», (Оренбург, 2007г, 2010г, 2014г ); II, III, V Молодежных научно-технических конференциях с международным участием «Основные проблемы освоения и обустройства нефтегазовых месторождений», (Оренбург 2008г, 2009г - диплом первой степени, 2011г - диплом второй степени); Областной выставке научно-технического творчества молодежи «НТТМ-2011», (Оренбург, 2011г) - лауреат; Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли» (Оренбург, 2012г) - диплом первой степени; Российской нефтегазовой технической конференции SPE (SPE Russian Petroleum Technology Conference), (Москва, 2019г); 7-я Международной научно-практической конференции «Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы», (Сочи,

2019г); Научно-практической конференции «Нефтегазовое производство - основа научно-технического прогресса и экономической стабильности», (Оренбург, 2020 г) I Международная научно-практическая конференция «Цифровизация управления в организационных системах», (Екатеринбург, 2025) – Диплом за лучший доклад.

Публикации. По материалам диссертации опубликовано 3 статьи в журналах, входящих в перечень ВАК РФ, 3 индексированы в МБЦ Scopus, 12 свидетельств о государственной регистрации программ для ЭВМ, имеются другие публикации.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, изложенных на 196 страницах машинописного текста; содержит 91 рисунок и 6 таблиц, список литературы, включающий 105 наименований, приложения на 32 страницах.

# **1 Состояние вопроса, цель и задачи исследования**

## **1.1 Стратегия информатизации нефтегазодобывающих предприятий Российской Федерации**

В связи со снижением объемов «легких» углеводородов наблюдается устойчивая тенденция к наращиванию количества разнообразных мероприятий, направленных на удержание уровня добычи. Принятие неправильных решений в таких условиях зачастую приводит к снижению эффективности эксплуатации месторождения, росту негативных последствий как для окружающей среды, так и для населения, находящегося в непосредственной близости от добывающих предприятий.

По мере освоения крупных углеводородных месторождений в нашей стране формировалась единая система нефтегазоснабжения, и одновременно с этим совершенствовались процессы управления производственно-технологическим комплексом добывающих предприятий. Понимая важность автоматизации технологических и бизнес-процессов, компании ставят перед собой задачу разработки единой стратегии информатизации, которая определит принципы обеспечения эффективного управления любой глобальной энергетической компанией. В связи с этим задачи по повышению эффективности эксплуатации углеводородного месторождения, поддержания уровня добычи углеводородных ресурсов и увеличение общей рентабельности добывающего актива становятся весьма актуальными и требующими дополнительной проработки с привлечением современных технологий и комплексов.

Во многих работах, посвященных анализу процессов эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, отмечается недостаточность промысловых данных, например, таких как буферное, затрубное, забойное давления, температура на устье скважины, дебиты нефти, газа, воды, а также низкое качество замеров и результатов проведения исследований скважин и

пластов. Недостаток таких данных может привести к принятию некорректных управленческих решений и назначению низкоэффективных мероприятий на фонде скважин. Сложившаяся в последнее время непростая конъюнктура рынка углеводородов требует непрерывного совершенствования и поиска новых методов увеличения эффективности работы добывающих предприятий.

Инновационное направление по созданию информационно-управляющих систем для производственно-технологических комплексов и автоматизированных систем управления технологическими процессами должно сыграть положительную роль в определении направлений развития производственно-технологического комплекса, формировании системного понимания задач и способов их решения, обосновании необходимых преобразований, выработке принципов управления процессами, организации системы инструментов построения нового типа высокоэффективных интегрированных автоматизированных систем управления производством.

В 2018 году руководство страны утвердило стратегию информатизации компаний и постановило использовать её в качестве основы при формировании годовых и среднесрочных инвестиционных программ. В рамках стратегии работы будут сконцентрированы на оптимизации систем первичного сбора и обработки данных.

К примеру, значительная территориальная удаленность производственных объектов определяет важную координационную роль диспетчерского управления производственно-технологическим комплексом ОАО «Газпром». В настоящее время итоговые сведения с промысла, компрессорных станций и измерительных пунктов предоставляются в Газопромысловое управление (ГПУ) в конце отчетного месяца. Очевидно, что в таких условиях актуальность и достоверность данных находится на низком уровне. Стратегия информатизации должна определять задачи на перспективу, декларировать новые возможности, очерчивать допустимые пути их решения. Главная цель – это достижение уровня и качества автоматизации, который бы обеспечил самоокупаемость затрат на создание

программных систем за счет принципиально нового подхода, значительно повысившего эффективность управления геолого-промысловыми данными. Организация единого информационного пространства преследует, в свою очередь, цель снабдить оперативными, достоверными, исчерпывающими данными всех лиц, задействованных в производственных процессах, реализуемых во времени и пространстве и распределенных по уровням управления ПТК в соответствии с организационной структурой компании.

Современная нефтегазодобывающая отрасль испытывает потребность в применении высокотехнологичных методов при добыче углеводородов на разрабатываемых месторождениях. На текущий момент добывающий промысел должен представлять из себя высокотехнологичный комплекс программно-технических средств, включающий как элементы так называемой Индустрии (или Технологии) 4.0, так и специфические инструменты для выполнения производственных задач на опасном производстве. Очевидно, что управление таким предприятием связано с решением множества нетривиальных управленческих задач. На рисунке 1.1 проиллюстрирована концепция высокотехнологичного комплекса программно-технических средств для интеллектуального управления процессом добычи УВС.

Повышение эффективности ПТК в полной мере обуславливает необходимость создания систем автоматизации нового типа, реализуемых на базе перспективных технологий. Одна из главных целей инноваций заключается в комплексном подходе к формированию принципов и способов построения объективно сложных высокоэффективных иерархических систем автоматизации и управления технологическими и производственными процессами в соответствии с организационными уровнями управления в добывающих предприятиях. [1]

К примеру, задача инновационной стратегии в ОАО «Газпром» сформулирована следующим образом: формирование концентрированного видения целей и путей создания и развития ИУС ПТК в целом и в отдельных ее компонентах, постановка задач в области автоматизации, разработка

основных положений инновационного подхода к организации нового типа высокоэффективных интегрированных АСУ ТП и ИУС ПТК.



Рисунок 1.1 - Концепция высокотехнологичного комплекса программно-технических средств для интеллектуального управления процессом добычи УВС.

Достижение этих целей возможно лишь посредством формирования специализированной среды, которая позволит организовать инновационные процессы, направленные на создание высокоэффективных интегрированных ИУС, построенных на базе перспективных системных решений и новых информационных технологий. В этом плане одним из основных инструментов реализации положений разработанной стратегии рассматривается организация новых подходов к управлению предприятий через процессы информатизации и автоматизации производственно-технологического комплекса.



## **1.2 Актуальность проблемы управления эффективностью эксплуатации углеводородного месторождения**

Углеводородное сырье является основой энергетики и нефтехимии в настоящее время. Однако время легкого наращивания объемов его добычи прошло и на первом плане уже давно стоит задача повышения эффективности эксплуатации месторождений. При этом эффективность эксплуатации будем в данном исследовании понимать шире, чем эффективность, добавляя к экономическим категориям технологические и социальные [2]. Поскольку эффективность – объект интегрированный, отображенный от других объектов и процессов, оно должно представляться на верхнем уровне управленческой иерархии и, как управляемая величина, должно оцениваться комплексом показателей всех ниже расположенных уровней. В связи с этим ниже исследуются вопросы построения многоуровневой системы управления, алгоритмы формирования управляющих воздействий и методики проведения оценивающих процедур для реализации рационального управления эффективностью эксплуатации углеводородного месторождения.

Рассмотрим актуальность проблемы управления эксплуатацией углеводородного месторождения, в качестве примера используя Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение, которое является крупнейшим по запасам нефти и газа в Оренбургской области. Восточный участок Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения разрабатывается на режиме истощения. Указанный режим эксплуатации обусловлен слабой проницаемостью, препятствующей применению методов вытеснения и реализации полноценной системы поддержания пластового давления (Рисунок 1.2). По геологическому строению месторождения является сложным:

- тип коллектора - карбонатный, трещинно-поровый;
- средняя глубина залегания – 1900 м;
- высокая неоднородность по площади и разрезу – 19-38 ед.;

- разломная тектоника – выделено 20 тектонических блоков с различным ГНК/ВНК;
- низкие коллекторские свойства:  $K_{\text{пор}} - 11 \%$ ,  $K_{\text{прон}} - 0.4 \text{ мД}$ ;
- нефтегазонасыщенность – 82 %;
- наличие газовой шапки – ГНТ сред. 17.2 м, макс. – 70 м;
- нефтенасыщенная толщина сред. 25.8 м, макс. – 79 м;
- высокое содержание  $\text{H}_2\text{S}$  – 1.9 %.

Особенностями ВУ являются значительное газосодержание нефти, прорывы газа из газовой шапки, высокое содержание сероводорода и сложное геологическое строение.

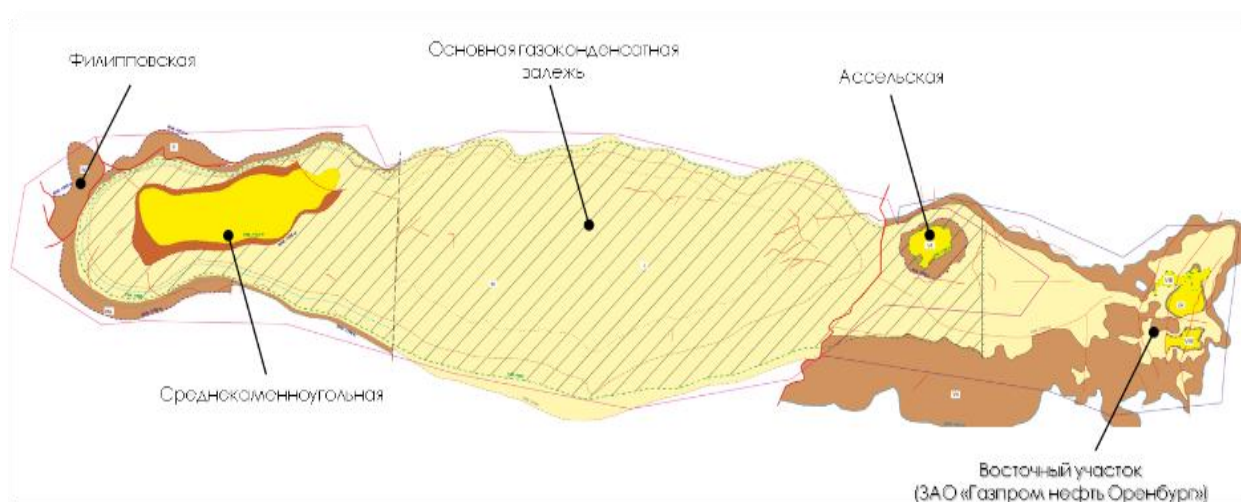


Рисунок 1.2 – Восточный участок ОНГКМ

Одним из путей преодоления ограничений для добычи углеводородов на Оренбургском месторождении является использование вертикально-наклонных скважин, эксплуатирующихся фонтанным способом с последующим переходом на газлифт. Газлифтная эксплуатация не предусматривает работу насосного оборудования в агрессивной подземной среде, а в качестве основного драйвера используется попутный нефтяной газ, который циклически закачивается в скважину по затрубному пространству и разжижает вязкую нефть в призабойной зоне. Структура действующего добывающего фонда представлена на рисунке 1.3, а обобщенная схема

эксплуатации ВУ ОНГКМ на рисунке 1.4.

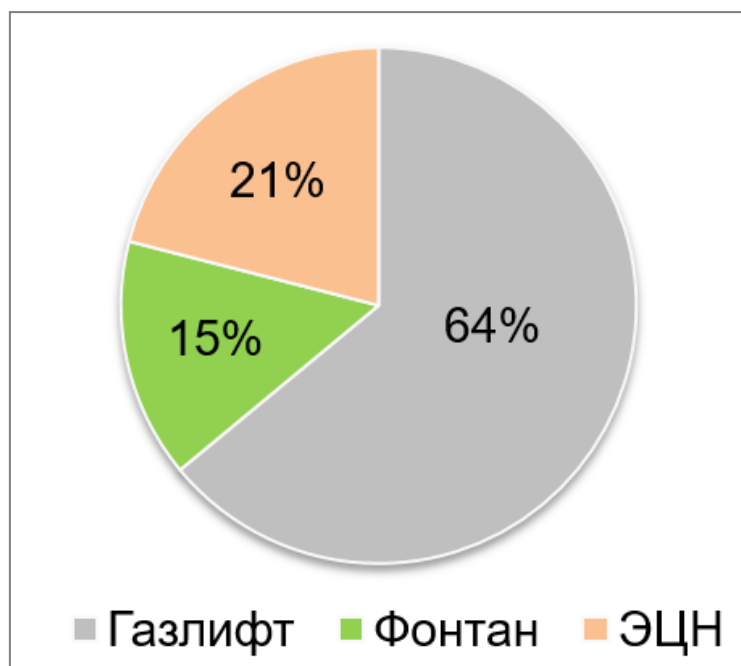


Рисунок 1.3 – Способы эксплуатации действующего нефтяного фонда скважин ОНГКМ.

В настоящее время эксплуатация некоторых нефтяных месторождений ведется с поддержанием пластового давления, а основная добыча нефти осуществляется механизированным способом. Бескомпрессорный газлифт и аналогичные технологии эксплуатации не имеют широкого распространения.

Газлифт применяется в тех случаях, когда работа насосов осложнена высоким газосодержанием, наличием песка, отложениями парафина и солей, а также в кустовых и наклонно-направленных скважинах. Совокупность таких условий и представлена на ВУ ОНГКМ.

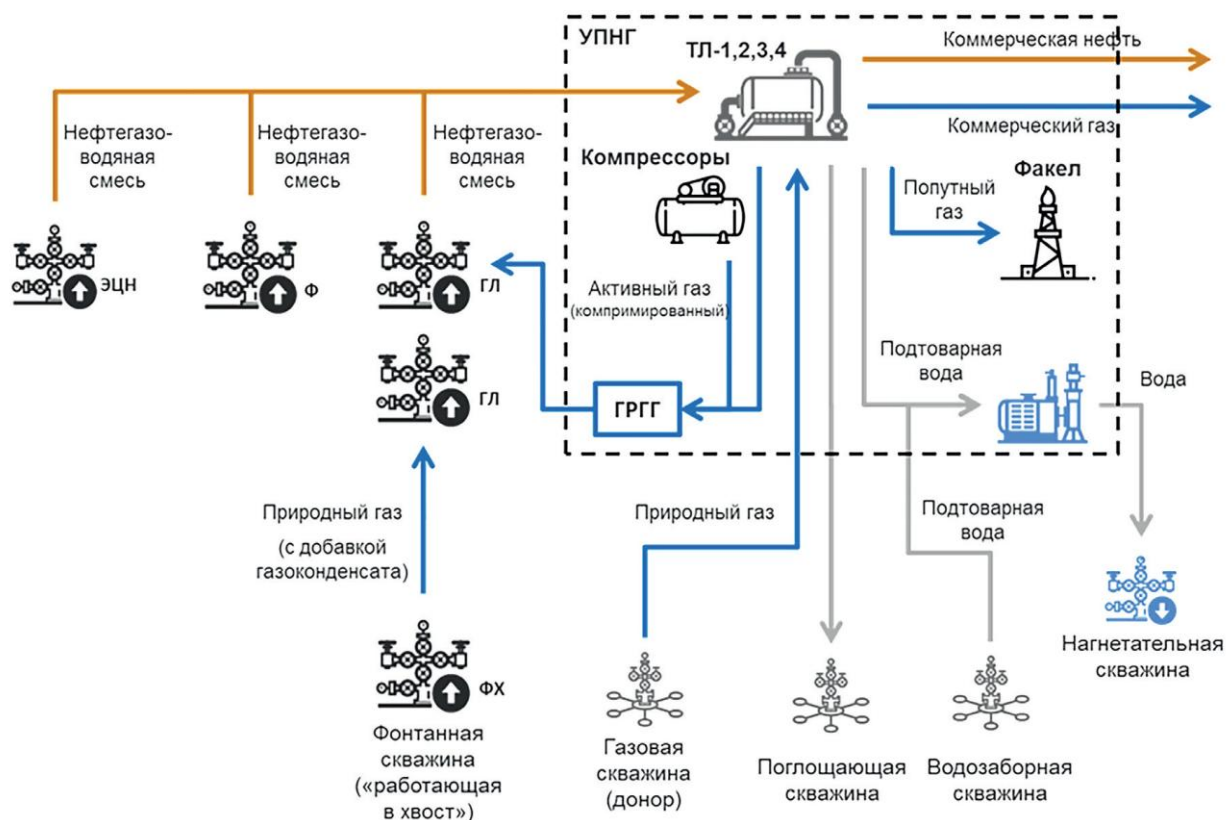


Рисунок 1.4 – Обобщенная схема эксплуатации ВУ ОНГКМ

Применение газлифта имеет ряд технологических сложностей:

- сложность регулирования подачи газа через клапана при наличии парафинов, солей, мех примесей и гидратов;
- поддержание стабильного уровня закачки газлифтного газа;
- поддержание постоянного давления в затрубном пространстве при закачке газа.

Для преодоления указанных выше сложностей была разработана автоматизированная система управления и регулирования расходом газлифтного газа, представленная на рисунке 1.5. [3]

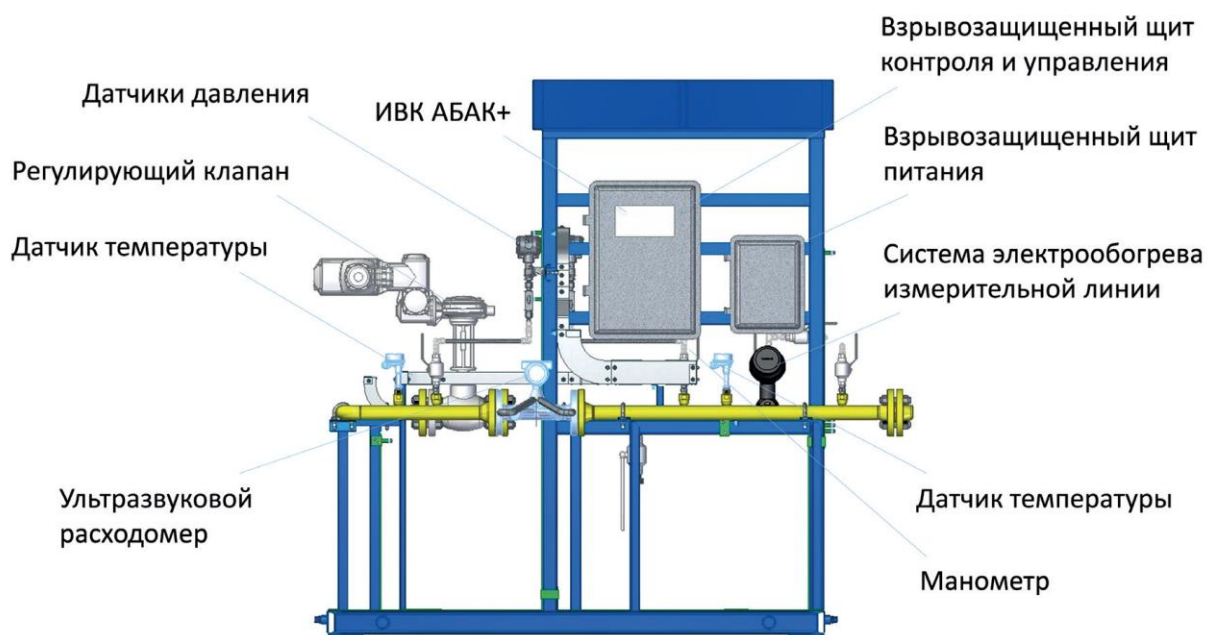


Рисунок 1.5 – Автоматизированная система управления распределением газа

Основные алгоритмы работы системы:

- режим поддержания заданного устьевого затрубного давления газлифтного газа;
- режим поддержания заданного расхода газлифтного газа;
- периодический режим работы;
- самовосстановление при пропадании напряжения (при возобновлении питания после отключения напряжения система самостоятельно восстанавливается в рабочее состояние);
- режим определения наличия и удаления гидратообразований путем открытия/закрытия регулирующего клапана с возвратом на прежний режим.

Оборудование автоматической системы управления и регулирования газа обеспечивает:

- сбор и обработку информации, поступающей с датчиков (давление газлифтного газа на входе, температура газлифтного газа, объемный расход газа, давление в затрубе скважины, буферное давление;
- положения (степень открытия) регулирующего клапана;
- аварийное срабатывание остановки скважины.

В режиме реального времени система обновляет все контролируемые

параметры и выводит их на экран диспетчера, который может дистанционно корректировать работу газлифтного модуля. Автоматизация системы управления газлифтных скважин позволяет обеспечивать заданные отборы нефти и газа, а также возможность полной автоматизации процесса добычи ископаемых и большой межремонтный период. Газлифтная эксплуатация в условиях сложной геологии нефтяных оторочек ОНГКМ (наличие газовой шапки и низкопроницаемого пласта) требует точной настройки всех параметров – начиная с дебитов жидкости/газа, пластового и забойного давлений, и заканчивая параметрами газлифта, таких как расход газа, давление закачки и параметры погружного оборудования. Кроме того, анализ и моделирование газлифтных скважин осложняется нестабильными режимами работы добывающего фонда скважин. В этих условиях существенно повышается требование к исходной информации, которая зачастую либо отсутствует, либо имеет недостаточную точность. [4]

Рассматриваемый способ эксплуатации обусловлен большим содержанием газа в добываемой жидкости. Наличие большого количества газа на месторождении создает проблемы для работы скважинных насосов, но является преимуществом при использовании газлифтного способа эксплуатации. Таким образом, возникают проблемы при спуске насосов на большом искривлении ствола скважин, где эффективно может работать газлифтная система. Простота спускаемого оборудования и большой межремонтный период являются ещё одним преимуществом газлифтного способа на активе, особенно важным этот фактор становится при таком большом содержании  $H_2S$ , как на ВУ. Таким образом, учитывая особенности ВУ ОНГКМ, можно сделать вывод, что газлифт является наиболее оптимальным способом добычи нефти.

Главными неопределенностями на ВУ являются: «узкие места» технологической цепочки, пульсирующий режим работы газлифтных скважин, гидратообразование в системе подачи газлифтного газа и отложения парафинов в системе сбора нефти.



Отдавая дань классическим подходам к сосредоточению внимания при управлении на добывающем предприятии, отметим, что базисом является углеводородное месторождение, ключевым элементом которого является скважина. Современная высокотехнологичная скважина не сможет обойтись без высокоточных датчиков, multifunctional исполнительных механизмов и других устройств, находящихся в единой коммуникационной среде, каждое из которых служит источником огромного количества промышленных данных. В таком случае, управленческие решения основываются на анализе всех данных сложного, многосвязного процесса эксплуатации углеводородного месторождения. На рисунке 1.6 проиллюстрирован концепт современной эксплуатационной скважины. [5]



Рисунок 1.6 – Концепт современной эксплуатационной скважины

В связи с этим задачи по повышению эффективности эксплуатации углеводородного месторождения, поддержания добычи углеводородов и увеличение рентабельности добывающего предприятия становятся весьма

актуальными и требующими дополнительной проработки с привлечением современных технологий и комплексов.

### **1.3 Управленческие аспекты в эксплуатации месторождения**

В настоящее время непосредственная эксплуатация углеводородного месторождения является хорошо отлаженным процессом, а внимание управленцев сосредоточено на повышении эффективности проведения этой эксплуатации и, естественно, качества результата, то есть добываемого углеводородного сырья [6]. Учитывая, что квалиметрия, занимающаяся оценкой эффективности и качества, основывается на принципе единства процесса и результата [7], назовем этот интегрированный объект эффективностью эксплуатации углеводородного месторождения и расположим его на самом высоком уровне системы управления (рисунок 1.7).

В данном случае эффективность эксплуатации месторождения, как интегрированный объект управления, включает в себя на первом уровне три составляющие: персонал, технологическое оборудование и эксплуатируемое месторождение углеводородов, как изображено в нижней части рисунка 1.7.

Однако порознь эти составляющие не обеспечат добычу углеводородного сырья, поэтому целью второго уровня управления является организационное соединение этих составляющих и обеспечение бесперебойного процесса добычи углеводородов.

С другой стороны, для поддержания объемов добычи углеводородов на заданном уровне требуется дополнительная активность, поскольку энергия пласта падает по мере отбора углеводородов. Поэтому целью управления на третьем уровне является обеспечение дополнительных притоков углеводородов, либо за счет строительства новых скважин (нагнетательных или эксплуатационных), либо за счет проведения адекватных для каждой эксплуатационной скважины геолого-технических мероприятий.



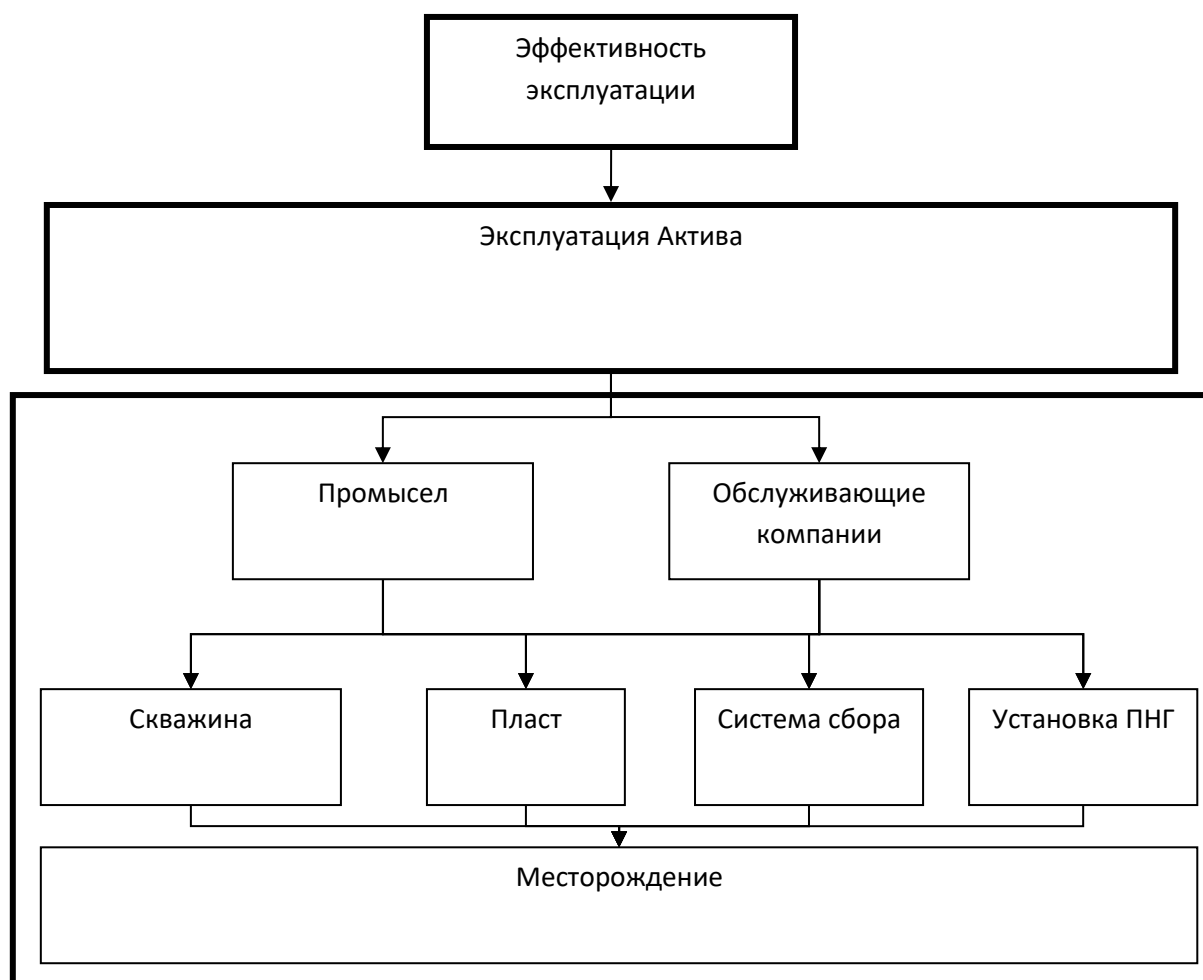


Рисунок 1.7 – Схема уровней интегрированного объекта эксплуатации месторождения

Качество окончательного продукта кроме высоких физических показателей обуславливается также и его ценой. На четвертом уровне реализуется организационная стратегия интеграции производства и операций управления трудовыми ресурсами, финансового менеджмента и управления активами, обеспечивающими в конечном итоге все эти показатели эффективности.

Такое многослойное представление системы и объекта управления позволяет превратить важные с точки зрения эффективности управляемые величины в достаточно независимые координаты и, стало быть, ослабить многосвязность объекта управления.

В такой схеме сразу становится очевидным, что каждый компонент интегрированного объекта становится объектом многоцелевого управления.

Эта схема также указывает на необходимость применения координатно-параметрического управления [8]. При этом координатное управление проводится в пределах уровней, а воздействия иерархически более высоких уровней одновременно меняют параметры подсистем и представляют параметрическое управление.

Действительно, у каждой из компонент интегрированного объекта управления, расположенной на первом или на более высоких уровнях, имеется своя система управления, а управляющие воздействия, поступающие с верхних уровней, не должны дублировать функции этих локальных систем.

Верхние уровни могут вмешиваться только «по-крупному»: устанавливать значения параметров работы или параметров отдельных элементов, то есть оказывать параметрические воздействия, изменять элементы или их взаимосвязи в любой компоненте, что можно назвать структурными воздействиями [9] и организационными мероприятиями создавать условия, способствующие достижению целей верхних уровней управления при функционировании этих компонент, то есть производить организационные воздействия.

Кроме того, поскольку у любого процесса есть начало и окончание, моменты переключения операций или режимов функционирования, управление такими событиями реализуется через подачу особых сигналов. С другой стороны, даже уровень этих сигналов может нести управленческую информацию, поскольку почти все объекты на практике являются нелинейными и, в зависимости от уровня сигналов реакция их может быть различной. С данной точки зрения, сигналы начала и окончания всех видов параметрического, структурного и организационного воздействий пятого уровня на второй, описанные выше, будут относиться к сигнально-уровневому типу воздействий.

На верхнем уровне организован контур адаптации к изменяющимся

внешним условиям, прежде всего рыночным. В основе контура лежит прогнозная модель развития событий, элемент сравнения следит за отклонениями прогноза и инициализирует принятие корректирующих управленческих решений.

Управление будет неточным, если не обеспечить обратную связь с интегрированным объектом через измерение его поведения после приложения управляющих воздействий. Как и в случае управляющих воздействий оценка также распределяется не только по составляющим интегрированного объекта управления, но и по уровням иерархии [10].

Достижимый уровень эффективности в итоге складывается интеграцией показателей первого уровня: степени мотивированности персонала на обеспечение высокого качества продукции и процессов, исправности и надежности технологического оборудования и приспособлений, уровня качества исходных материалов и энергии.

Второй уровень добавляет показатели: уровень соблюдения технологических режимов и условий хранения и транспортирования добытых углеводородов.

На третьем уровне должна решаться задача поиска оптимального положения новых скважин и степень этой оптимальности является показателем эффективности. С другой стороны, необходимо выбрать геолого-технические мероприятия для уже эксплуатируемых скважин. Степень адекватности этого выбора также является показателем эффективности эксплуатации месторождения.

Четвертый уровень – уровень экономического обеспечения процессов [11] дает свойственные только ему показатели: своевременность финансирования, своевременность и полнота заключения договоров с субподрядчиками, уровень обеспеченности персоналом соответствующей квалификации.

## **1.4 Современные средства автоматизации и инструменты моделирования**

Основными трудностями эксплуатации добывающих скважин в условиях пульсирующего газлифтного режима работы, гидратообразования в системе подачи газлифтного газа и отложения парафинов в системе сбора нефти являются удержание объемов добычи углеводородов на фиксированной величине, а также максимизация рентабельности добывающего предприятия в целом.

Одним из современных цифровых инструментов, зарекомендовавшим себя для решения обозначенных в диссертационной работе задач при эксплуатации месторождения и управления добычей является цифровая интегрированная модель месторождения.

Однако, учитывая системный подход к цифровой трансформации единой системы управления эффективностью эксплуатации и поиску оптимальной величины добычи на месторождении, добывающее предприятие реализует комплексный многоуровневый подход управления активом через создание адаптивного контура управления, включающего модельное прогнозирование на основе интегрированной модели. Такой подход позволяет получить максимальный эффект применения оптимизационных решений.

Интегрированная модель (ИМ) актива - единая цифровая модель месторождения, состоящая из связанных моделей пласта, скважин и детальной модели наземной инфраструктуры, и предназначенная для оптимизации каждого объекта в отдельности, будь то пласт или поверхностное обустройство, и учитывающее взаимовлияние данных друг на друга. Состав модели проиллюстрирован на рисунке 1.8.

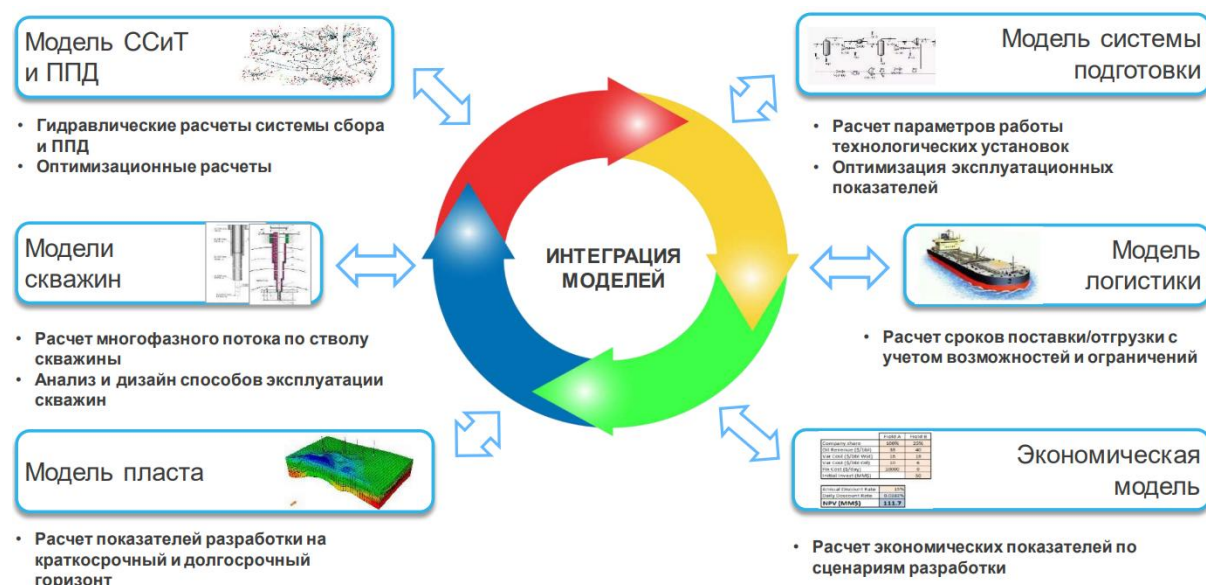


Рисунок 1.8 – Состав интегрированной модели

Интегрированная модель актива может быть разработана с использованием программного обеспечения Petroleum Experts и RFD tNavigator и включать в себя следующие модели-компоненты (Таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Состав интегрированной модели.

№	Модель-компонента	Программное обеспечение
1	Упрощенная модель пласта	Petroleum Experts MBAL
2	Модели добывающих и нагнетательных скважин	Petroleum Experts PROSPER
3	Модель системы нефтесбора	Petroleum Experts GAP
4	Модель системы газосбора	Petroleum Experts GAP
5	Модель системы подачи газлифтного газа	Petroleum Experts GAP
6	Модель системы ППД	Petroleum Experts GAP
7	Геологическая модель	Petrel/RMS
8	Геолого-гидродинамическая модель	RFD tNavigator

Создание интегрированной модели проходит 4 этапа (Рисунок 9):

1. Сбор исходных данных;
2. Построение и настройка моделей-компонент;
3. Сборка и настройка ИМ;
4. Эксплуатация.



Рисунок 1.9 – Технология создания интегрированной модели

При выполнении работ по проектированию и разработки особенно важны этапы выявления неопределенностей месторождения, определение концепции управления на основе интегрированных моделей, создание пилотной интегрированной модели.

## 1.5 Актуальные геолого-технические мероприятия для интенсификации притока на углеводородных месторождениях

Крупные нефтяные компании ежегодно проводят более 15 тысяч различных геологических и технических мероприятий на скважинах, обеспечивающих работоспособность месторождения - замедление темпов падения добычи нефти, повышение нефтеотдачи пластов, снижение объемов попутно добываемой воды. Несмотря на огромные материальные и трудовые затраты нефтяных компаний на проведение ГТМ, последние далеко не всегда имеют положительный эффект.

Эксплуатация углеводородных месторождений ведется в условиях обводнения скважин, низких пластовых и забойных давлений. Эксплуатация скважин осложняется ретроградными процессами, происходящими в пласте, скоплением жидкости на забое, что приводит к ухудшению продуктивных характеристик. В настоящее время в России 35 % скважин действующего фонда работает с низким дебитом – 25 тыс. м<sup>3</sup>/сут и менее [12].

В этих условиях наряду с бурением новых горизонтальных скважин необходимы меры по оздоровлению существующего фонда, направленные на увеличение продуктивности низкодебитных скважин.

Капитальный и текущий ремонт скважин, мероприятия по интенсификации притока УВ осуществляются на основании Программы геолого-технических мероприятий по работе с фондом добывающих скважин.

Капитальный ремонт включает следующие виды:

- 1) Ремонт подземного и устьевого оборудования и НКТ:
    - ревизия подземного оборудования;
    - ликвидация обрыва НКТ;
    - ликвидация межколонных проявлений;
    - ревизия устья – демонтаж трубных головок для проведения экспертного диагностирования;
    - извлечение КО с использованием установки М-20.
  - 2) Восстановление продуктивности скважин:
    - приобщение дополнительных горизонтов;
    - ремонтно-изоляционные работы с перевод на вышележащие горизонты или приобщением дополнительных газонасыщенных отложений продуктивного разреза (перфорация, реперфорация, с 2009 г. применяется радиальное вскрытие пласта);
    - ремонтно-изоляционные работы по ограничению водопритока в обводненных скважинах;
    - мероприятия с целью воздействия на пласт (ГРП, РВП).
- Мероприятия с применением гибкой трубы (установка ГНКТ):

- освоение и доосвоение скважин;
- интенсификация притока в горизонтальном стволе;
- ремонтно-изоляционные работы.

Мероприятия по интенсификации притока углеводородов проводятся при текущем ремонте. В условиях карбонатного коллектора осуществляются, в основном, пенокислотные обработки:

- объемная пенокислотная обработка;
- циклическая пенокислотная обработка при давлении раскрытия трещин;
- пеноэмульсионная СКО;
- направленная пеноэмульсионная СКО;
- направленная кислотная обработка с применением блокирующей системы с последующим освоением через сепарационную установку;
- минигидроразрыв пласта.

В скважинах с горизонтальным стволом освоение и обработка осуществляются с помощью гибкой трубы. Гибкая труба также используется при проведении направленных обработок в вертикальных скважинах.

В условиях низких пластовых давлений и практически повсеместного обводнения причиной низкого дебита, как правило, является наличие жидкости в призабойной зоне и в НКТ, а также низкая проницаемость коллекторов первого объекта.

Для очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) от ретроградного конденсата осуществляется обработка бинарной смесью.

Обводнение продуктивных отложений и образование столба воды в стволе скважины осложняют задачу увеличения их продуктивности.

Для увеличения продуктивности обводненных скважин проводятся (или проводились) следующие мероприятия:

- изоляция водоотдающих интервалов цементным мостом и перевод на вышележащие горизонты (приобщение дополнительных горизонтов);



– селективная изоляция водоотдающих интервалов (по причине низкой эффективности мероприятие в 2010-2011 гг. – не проводилось);

– удаление жидкости из ствола скважины с применением твердых поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Эффективность мероприятий по интенсификации притока в значительной мере зависит от потенциала скважины, который определяется величиной и состоянием остаточных запасов УВ в пласте.

Перспективными для воздействия на призабойную и удаленную зоны пласта являются скважины с низкой степенью выработки запасов – основной характеристикой является текущее пластовое давление в зоне дренирования.

Количество скважин, на которых проводится тот или иной вид ремонта, определяется на основании сложившейся ситуации в предшествующие годы с учетом современных данных о текущих запасах углеводородного сырья, техническом состоянии каждой конкретной скважины и финансовых возможностей предприятия.

Анализ показывает, что по многим месторождениям Западной Сибири успешность проведения химических методов повышения нефтеотдачи пластов не превышает 50% (то есть более половины обработок приводят к снижению добычи нефти), причем эта закономерность сохраняется в течение последних 10-15 лет. Проведение этих методов нередко сопровождается значительным увеличением объемов попутно добываемой воды.

Анализ показывает, что, например, технология СПС (сшитые полимерные системы) в 25% случаев применялась на участках с продолжающимся положительным эффектом ранее проведенных ГТМ, то есть - с растущей добычей нефти и снижающейся обводненностью продукции. Это приводило к 2-3-кратному снижению успешности и удельного эффекта ГТМ.

Неэффективным оказывается проведение технологии СПС на участках с невысокой проницаемостью (менее 70-80 мД), с низким коэффициентом песчанистости (менее 0,7), низкой начальной нефтенасыщенностью (менее 50%).

Подобная картина характерна и для химических технологий ОПЗ (обработки призабойных зон).

Широко применяемый в последние годы гидравлический разрыв пласта (ГРП) очень часто сопровождается интенсификацией процесса обводнения скважин и значительным увеличением объемов попутно добываемой воды. Примечательно, что традиционные технологии ремонтно-изоляционных работ в этих случаях не дают желаемого эффекта.

Методика гидроразрыва пласта (ГРП) впервые была применена для повышения продуктивности некоторых малодебитных скважин Канзаса в 1947 году. Вслед за пиком применения в середине 50-х годов и дальнейшим значительным распространением в середине 80-х гидравлический разрыв превратился в одну из основных технологий вскрытия скважин. В настоящее время в мировой практике нефтегазодобычи гидроразрыв пласта занимает видное место среди методов интенсификации притока нефти и газа [13].

В России метод ГРП был опробован в 1953 г. на Туймазинском месторождении (Башкортостан). Основные объемы по проведению ГРП были сосредоточены на месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, Сибири, Украины. Гидроразрыв применялся в основном при освоении нагнетательных скважин.

При ГРП происходит создание новых или расширение существующих трещин в пласте вследствие нагнетания в скважину жидкости при давлении, превышающем горное. Наиболее широкое распространение получил локальный гидроразрыв пласта. ГРП проводится при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, приуроченных к песчаным и карбонатным коллекторам. Основой технологии добычи сланцевой нефти является бурение горизонтальных скважин и проведение в них многостадийных ГРП (МСГРП).

В России, в связи с ростом в последние годы запасов в низкопроницаемых коллекторах, роль ГРП постоянно возрастает. Во всем мире широкое распространение получила технология концевое экранирования трещины (технология TSO). При использовании данной

технологии происходит осаждение пропанта на конце трещины, что препятствует распространению трещины в длину, дальнейшая закачка жидкости песконосителя приводит к увеличению ширины трещины. Эта технология используется для увеличения продуктивности скважин в коллекторах средней и высокой проницаемости.

В последние годы исследователи приходят к выводу, что ГРП является эффективным при эксплуатации низкопроницаемых коллекторов. Желтовым Ю.П. предложена система эксплуатации нефтяных месторождений, где учитывается влияние трещин разрыва на эффективность системы эксплуатации – «Скважинно-трещинная система разработки» [14]. Оценка влияния ГРП на нефтеотдачу является неоднозначной.

Хасанов М.М. [15] отмечает, что в условиях Западной Сибири в результате применения ГРП значительные низкопродуктивные площади нефтяных месторождений вовлекаются в эксплуатацию, что приводит к существенному росту коэффициента извлечения нефти. Многие месторождения Западной Сибири без применения ГРП не могли бы быть разработаны. ГРП является эффективным инструментом увеличения коэффициента охвата сеткой скважин. Так на Приобском месторождении (месторождение с низкой проницаемостью) без ГРП КИН по основным залежам составил бы 0,23, а с ГРП можно получить 0,33 [16].

ГРП является также эффективным инструментом регулирования процесса эксплуатации. Грамотное проведение ГРП позволяет разрабатывать месторождение рационально. Учет направлений максимальных напряжений в пласте позволяет снизить риски кинжальных прорывов воды. Для добывающих скважин, расположенных между нагнетательными, либо вблизи зон ВНК применяются технологии с ограничением длины трещины.

Оптимальные параметры трещин должны выбираться с учетом геолого-физических характеристик продуктивных пластов и реализуемой системы эксплуатации месторождения.

Очевидно, что одиночные трещины большой протяженности приводят к появлению новых каналов фильтрации, снижению коэффициента охвата вытеснением. Проведение ГРП во многих скважинах, многостадийные ГРП способствуют образованию большого числа трещин и увеличению в конечном итоге коэффициента охвата вытеснением и нефтеотдачи в целом.

С 2011 года российские компании, «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Газпромнефть», «Татнефть», «РН-Юганскнефтегаз» и другие, применяли отдельные элементы технологий сланцевой добычи. Были пробурены десятки скважин, а не многие тысячи, как в США [17].

По данным «Газпромнефть» [18] МГРП проведен на Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Здесь распространен карбонатный коллектор, характеризующийся низкой пористостью, трещиноватостью, неоднородностью и, как следствие всего этого - невысокими значениям коэффициента извлечения нефти. МГРП используется компанией, как основная технология освоения трудноизвлекаемых запасов. Эту технологию компания использует более чем на восьми месторождениях.

Компанией «Газпромнефть-Оренбург» совместно со специалистами компании «Шлюмберже» реализован проект по оптимизации кислотных обработок на Восточном участке ОНГКМ. Использована — комбинация технологий матричной обработки открытого ствола скважины вязкоупругой самоотклоняющейся кислотой с МГРП в карбонатном коллекторе. По результатам анализа статистических данных многостадийных кислотных ГРП на Восточном участке ОНГКМ наблюдается прямая корреляция между объемом закачиваемой кислоты, числом стадий ГРП и продуктивностью скважины. Анализ показал, что, несмотря на существующие геологические неопределенности, технология многостадийного ГРП в низкопроницаемом коллекторе играет одну из решающих ролей в финальной продуктивности скважин. На рисунке 1.10 представлена динамика применения технологии ГРП на месторождениях ООО «Газпромнефть-Оренбург» за 2015-2020гг. Продуктивность скважин была увеличена в среднем на 15% [19].

Еще одним примером эффективного применения ГРП является использование технологии ГРП с созданием проводящих каналов на Царичанском месторождении ООО «Газпромнефть-Оренбург». По данной технологии пропант в трещине размещается гетерогенно.

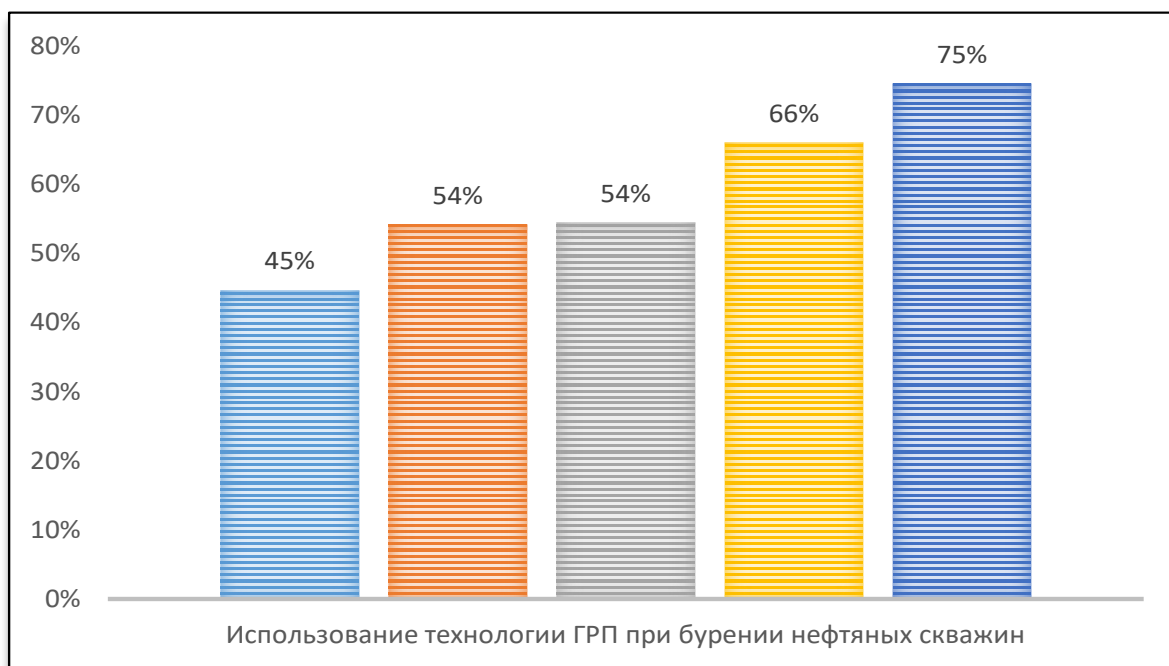


Рисунок 1.10 – Динамика применения технологии ГРП на месторождениях ООО «Газпромнефть-Оренбург» за 2015-2020гг.

Пропантные структуры создаются наземным оборудованием путем пульсирования концентрации пропанта. Поток пропантных структур поддерживается разрушаемым волоконным материалом, который предотвращает их выпадение. Использование новой технологии позволило увеличить полудлину трещины в три раза, продуктивность скважины в два раза [20].

## 1.6 Цели и задачи диссертационного исследования

На основе приведенного выше анализа состояние вопросов эксплуатации углеводородных месторождений приведём краткие выводы,

которые позволят сформулируем цель и задачи диссертационного исследования. В связи со снижением объемов «легких» углеводородов наблюдается устойчивая тенденция к наращиванию количества разнообразных мероприятий, направленных на удержание уровня добычи. Принятие неправильных решений в таких условиях зачастую приводит к снижению эффективности эксплуатации месторождения, росту негативных последствий как для окружающей среды, так и для населения, находящегося в непосредственной близости от добывающих предприятий. Исследованию процессов разработки нефтяных и газовых месторождений посвящены работы Гриценко А.И., Алиева З.С. Значительный вклад в определение влияния различных геолого-технических мероприятий на эффективность эксплуатации добывающих скважин внесли Хасанов М.М., Хабибуллин Р.А., Рошкетев А.Р. В тоже время вопросам повышения эффективности эксплуатации углеводородного месторождения внимания уделяется значительно меньше. При переходе от единичных технологических процессов к автоматизированной системе управления предприятием можно выделить две тенденции: возрастание сложности системы, с одной стороны, и необходимость оптимизации затрат управляющих ресурсов, с другой.

Возрастающая сложность АСУ может быть преодолена декомпозицией системы с выделением уровней с независимыми объектами управления. Такой подход предлагался в свое время Месаровичем М., Мако Д., Токахарой И. Они подчеркивали, что основной дилеммой является компромисс между простотой описания системы и связанного с ним понимания, а, с другой, полнота учета всех сторон ее поведения. Решение находится на пути задания системы как семейства моделей, каждая из которых описывает поведение системы с точки зрения различных уровней абстрагирования. Для каждого уровня существует ряд характерных особенностей и переменных, законов и принципов, с помощью которых описывается поведение системы. Для эффективности такого описания необходима как можно большая независимость моделей для разных уровней системы. Такое описание называют стратифицированной

моделью, а уровни при этом называют стратами.

Относительная независимость страт позволяет оптимально распределять управленческие ресурсы. Такая задача решалась Канторовичем Л.В., Кротовым В.Ф., Яковлевым А.В. и др. Для решения применялись методы линейного и динамического программирования, метод множителей Лагранжа.

Абдрашитовым Р.Т. в его докторской диссертации разработана многоуровневая система выбора критериев оптимизации, включающая четыре уровня: параметрический, структурный, технологический и экономический. При этом критерий оптимальности выявляется на верхнем уровне и спускается на нижний, то есть для оптимизации технологии необходим экономический критерий, для оптимизации структуры – технологический, а для параметрической оптимизации необходим структурный критерий. Однако, экономика может быть успешной, но находиться за пределами морали, экологических, правовых, политических и других ограничений. Для исключения этой ситуации Пищухиным А.М. схема дополнена социальным уровнем, расположенным над экономическим.

Цель представленной ниже диссертацией работы состоит в повышении эффективности эксплуатации углеводородного месторождения, оцениваемой величиной затрат ресурсов на единицу произведенных товарных углеводородов, за счет внедрения многоуровневого управления, основанного на применении интегрированной модели производства и метасистемного подхода к выбору геолого-технических мероприятий.

В рамках исследования были поставлены и решены следующие взаимосвязанные задачи:

1. Провести анализ структурно-функциональной организации автоматизированной системы управления эксплуатацией углеводородного месторождения.
2. Разработать и исследовать цифровые модели автоматизированной системы управления эксплуатацией углеводородного месторождения.
3. Выполнить синтез алгоритмов работы автоматизированной системы

управления эксплуатацией углеводородного месторождения.

4. Провести экспериментальную проверку предложенных моделей, методики и алгоритмов работы автоматизированной системы управления эксплуатацией углеводородного месторождения.



## **2 Теоретические аспекты управления эксплуатацией углеводородного месторождения**

### **2.1 Структура управления эксплуатацией месторождения углеводородов**

Углеводородное сырье является основой энергетики и нефтехимии в настоящее время. Однако время легкого наращивания объемов его добычи прошло и на первом плане уже давно стоит задача повышения эффективности эксплуатации месторождений. При этом эффективность эксплуатации будем в данном исследовании понимать шире, чем эффективность, добавляя к экономическим категориям технологические и социальные [21]. Поскольку эффективность – объект интегрированный, отображенный от других объектов и процессов, оно должно представляться на верхнем уровне управленческой иерархии и, как управляемая величина, должно оцениваться комплексом показателей всех ниже расположенных уровней. В связи с этим ниже исследуются вопросы построения уровневой системы управления, алгоритмы формирования управляющих воздействий и методики проведения оценивающих процедур для реализации рационального управления эффективностью эксплуатации углеводородного месторождения.

Эксплуатация углеводородного месторождения (без бурения дополнительных скважин) является релаксационным процессом, то есть деградирующим во времени, из-за падения энергии продуктивного пласта. Для предотвращения спада добычи необходимо бурить новые скважины и проводить поддерживающие геолого-технические мероприятия с уже имеющимися. Этот процесс и определяется как эксплуатация месторождения, он является затратным, ресурсоемким и потому каждая включенная в нее операция должна проводиться на основе глубокого анализа.

Под эффективностью эксплуатации месторождения углеводородов

будем понимать не только его добычу в заданных объемах, но и рациональное (всесторонне обоснованное) бурение, выбор и реализацию самых адекватных геолого-технических мероприятий с целью максимально продлить эксплуатацию месторождения, при допустимых параметрах эффективности. Эффективность любого результата и процесса, в том числе и процесса эксплуатации месторождения, как объекта управления, является интегрированным, отображенным [22] от материальных носителей, таким как, например, предприятие, готовность системы к функционированию [22], или инновационный проект. На такие объекты управления невозможно оказать непосредственное, реальное воздействие в управленческих целях, вследствие их абстрактности, так же как невозможна прямая, измеримая оценка результатов таких воздействий на самом объекте. Это обстоятельство требует построения многоуровневой системы [23], направляющей управляющие воздействия и оценивающие процедуры на реальные объекты и процессы первого (основного) уровня.

Кроме того, оценка состояния таких интегрированных объектов управления проводится заранее, еще до того, как объект реально проявляет свои свойства, то есть оценивается потенциал этого объекта, его возможности по отношению к будущим реализациям. В таких случаях на первый план выступает прогноз эффективности будущего использования результатов управления или корреляционная оценка на основе опыта использования этих результатов в прошлом, сюда же надо добавить необходимость оценки управленческих рисков [24].

На рисунке 2.1 представлена пятиуровневая стратифицированная модель системы управления процессом эксплуатации месторождения углеводородов.

На верхнем уровне объектом управления является процесс эксплуатации углеводородного месторождения, имеющий результатом уровень социальной востребованности продукта – товарных углеводородов. Эта величина определяется значениями многих других величин и, в первую очередь,

эффективностью, определяемой как себестоимость добычи единицы продукта, диктуемой рынком (и даже политикой), а также обуславливается степенью соответствия режимов и показателей эксплуатации установленным социальным, юридическим, экологическим требованиям. Вынесем последние показатели в ограничения, приняв в качестве основного критерия эффективности эксплуатации углеводородного месторождения величину затрат ресурсов на единицу получаемого продукта.

Как комплексный, этот критерий минимизируется на четырех нижележащих уровнях. На самом нижнем, первом уровне вклад вносится в основном тремя составляющими: действиями персонала, функционированием технологического оборудования и состоянием самого месторождения углеводородов. Эти компоненты являются объектами управления первого уровня каждый со своей управляемой величиной, управляющими воздействиями и ресурсами.

Второй уровень соединяет эти составляющие в систему, управляемой величиной в которой являются показатели ее состояния, а управляющими – воздействия, изменяющие это состояние.

Система же создается для реализации основного процесса – в данном случае добычи углеводородов из природного месторождения. Поэтому управляемыми величинами на третьем – процессном уровне являются показатели результативности добычи и подготовки углеводородов, а управляющими воздействиями технологические режимы протекания этих процессов.

Провести же глубокую процессную рационализацию лучше всего экономическими инструментами. Соответственно, на четвертом уровне управляемыми величинами становятся экономические показатели, а управляющими воздействиями – экономические «рычаги».

Структуризацию критериев и ограничений уровневых оптимизационных задач, в соответствии с работой Р.Т. Абдрашитова [25], необходимо осуществлять сверху. Ограничения при этом обуславливаются

верхними уровнями как: социальные, экономические, процессные, системные и компонентные, а критерии «спускаются» с верхнего уровня на нижний.

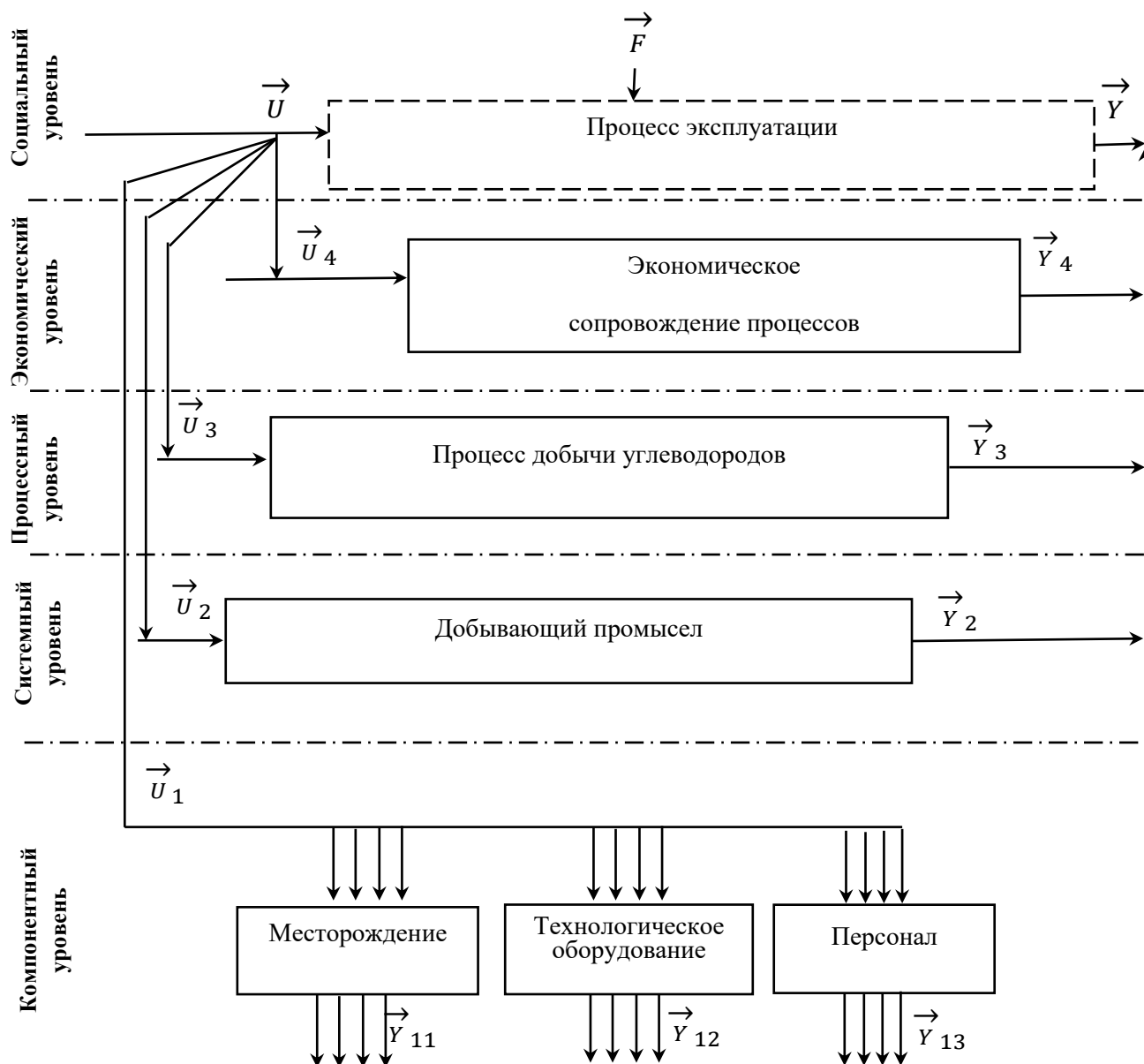


Рисунок 2.1 – Пятиуровневая стратифицированная модель системы управления эксплуатацией месторождения углеводородов

Социальный уровень обуславливает максимизацию социальной полезности - полноты и качества удовлетворения общества в углеводородном сырье, выражаемой в данном исследовании себестоимостью тонны углеводородов. Кроме того, социальный уровень «отсекает» социально-неприемлемые решения. Экономический уровень решает задачу минимизации

затрат в соответствии с критерием вышестоящего уровня, а для этого в работе решается ключевая задача по оптимальному распределению ресурсов.

Роль процессного уровня заключена в поиске средств поддержания, а в случае позитивного сценария, увеличения уровня добычи углеводородов. Главным средством достижения данной цели является выбор оптимального набора геолого-технических мероприятий в рамках выделенных экономическим уровнем ресурсов. Этот уровень определяет критерий для системного уровня в виде максимизации направленности связей на поддержание, а в случае позитивного сценария, увеличения уровня добычи углеводородов.

На системном уровне осуществляется организация связей всех компонент добывающего промысла с использованием информационной интегрированной модели, что позволяет проводить согласование технологических процессов добычи углеводородов для повышения эффективности всей системы в целом.

Компонентный уровень отвечает за соответствие необходимым требованиям отдельных элементов добывающего промысла.

Отсутствие взаимосвязей между стратами сводит модель системы управления к одноуровневой и одноранговой форме, поэтому попробуем не отказываться от преимуществ многоуровневой модели при сохранении относительной ее простоты. Исходим из того, что зависимость может быть реализована лишь по выходам страт, в соответствии с работой Мессоровича М. [26].

Имея целью построение максимально простой схемы используем гипотезу о справедливости в ней принципа суперпозиции. Тогда проблема сложности взаимосвязей решается выходным сумматором на каждой страте, как видно из рисунка 2.2, на котором представлены срединные страты.

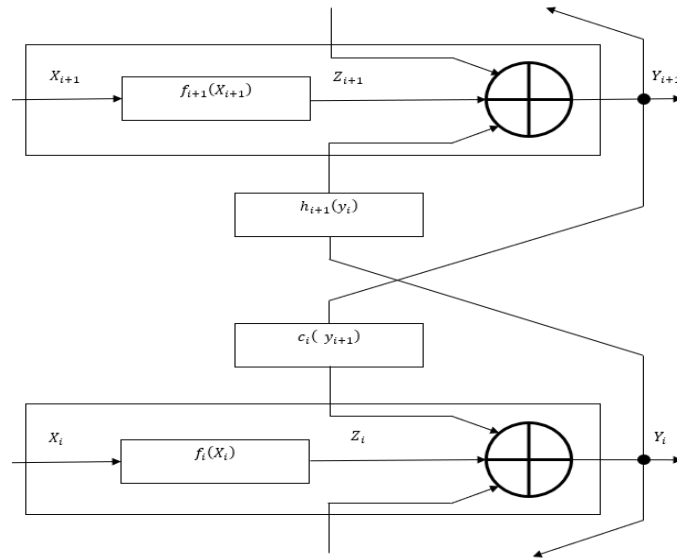


Рисунок 2.2– Схема взаимосвязи страт

Что касается математического описания, можно воспользоваться следующими уравнениями [26], где каждая страта представляется отображением множеств

$$\begin{aligned}
 S_i: X_i \times W_i &\rightarrow Y_i, & \text{если } i = n, \\
 S_i: X_i \times G_i \times W_i &\rightarrow Y_i, & \text{если } 1 < i < n, \\
 S_i: X_i \times G_i &\rightarrow Y_i, & \text{если } i = 1,
 \end{aligned} \tag{2.1}$$

здесь  $G_i$  и  $W_i$  – множества воздействий от страт, соседствующих сверху и снизу соответственно,  $n$  – общее количество страт в системе. Первое множество есть совокупность управляющих воздействий сверху, второе – совокупность откликов обратной связи, поступающих наверх. Кроме того, должны существовать еще два семейства отображений:

$$\begin{aligned}
 h_i: Y_i &\rightarrow W_{i+1}, & \text{если } 1 < i < n, \\
 c_i: Y_i &\rightarrow G_{i+1}, & \text{если } 1 < i < n,
 \end{aligned} \tag{2.2}$$

Тогда в соответствии со схемой на рисунке 2.2 можно записать для обобщенной стратифицированной модели производства с пятью стратами

$$\begin{aligned}
y_1 &= f_1(X_1) + c_1(y_2) \\
y_2 &= h_2(f_1(X_1) + c_1(y_2)) + f_2(X_2) + c_2(y_3) \\
y_3 &= h_3(h_2(f_1(X_1) + c_1(y_2)) + f_2(X_2) + c_2(y_3)) + f_3(X_3) + c_3(y_4) \\
y_4 &= h_4(h_3(h_2(f_1(X_1) + c_1(y_2)) + f_2(X_2) + c_2(y_3)) + f_3(X_3) + c_3(y_4)) \\
&\quad + f_4(X_4) + c_4(y_5) \\
y_5 &= h_5(h_4(h_3(h_2(f_1(X_1) + c_1(y_2)) + f_2(X_2) + c_2(y_3)) + f_3(X_3) + c_3(y_4)) + \\
&\quad f_4(X_4) + c_4(y_5)) + f_5(X_5).
\end{aligned} \tag{2.3}$$

Считая преобразование  $h$  пропорциональным с коэффициентом  $k$ , соответствующим индексу страты, получаем общую формулу для оценки поведения системы

$$\begin{aligned}
y_5 &= k_2 f_1(X_1) + k_3 f_2(X_2) + k_4 f_3(X_3) + k_5 f_4(X_4) + f_5(X_5) + \\
&\quad p_1(y_2) + p_2(y_3) + p_3(y_4) + p_4(y_5) \tag{2.4}
\end{aligned}$$

здесь  $p_i(y_{i+1}) = k_{i+1} c_i(y_{i+1})$ .

Из формулы следует пропорциональная суммарная зависимость общего выхода (верхнего уровня) от вкладов независимых частей каждой страты и дополнения его преобразованными выходами всех остальных страт.

Представленная стратифицированная модель системы управления эксплуатацией углеводородного месторождения позволяет упростить описание системы для понимания происходящих в ней процессов, снизить многосвязность контуров управления, одновременно организовать простую взаимосвязь между стратами, позволяющую выявить интегрированный результат с оценкой вкладов, наконец, оптимально распределять ресурсы между стратами с максимизацией результата управления. Упрощается также

постановка и решение задач оптимального управления для каждой из страт в силу их большой независимости.

Рассмотрим структурную схему системы управления эксплуатацией углеводородного месторождения, представленную на рисунке 2.3, и возможность применения к ней принципа инвариантности.

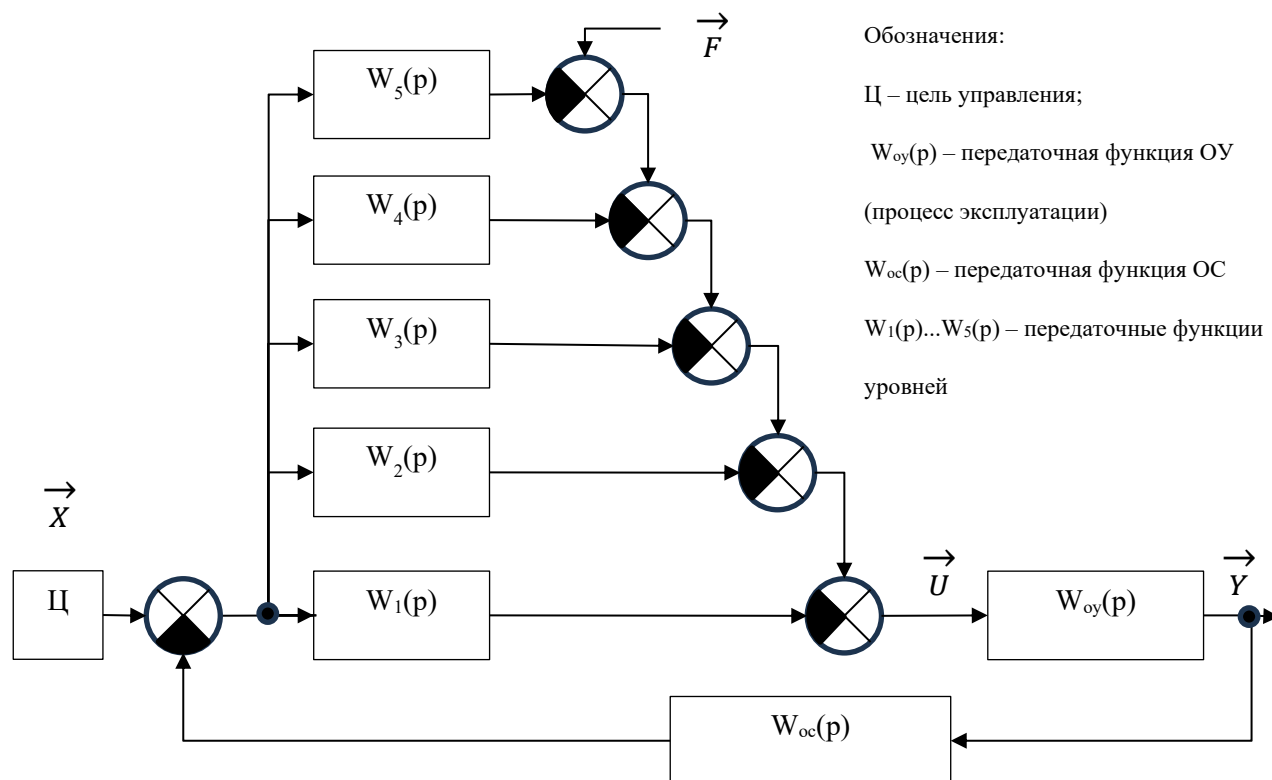


Рисунок 2.3 – Структурная схема системы управления

В теории автоматического управления под инвариантными понимают системы, в которых управляемая величина инвариантна к возмущающим воздействиям. Для достижения полной инвариантности координаты  $Y_j(t)$  относительно значения возмущающего воздействия  $F_i(t)$  необходимо и достаточно, чтобы передаточная функция  $W_{FY}(p)$  между внешним воздействием  $F_i(t)$  и выходом  $Y_j(t)$  была тождественно равна нулю при отсутствии прочих воздействий и нулевых начальных условиях. При ненулевых начальных условиях ставится цель сделать тождественно равной нулю вынужденную составляющую решения дифференциального уравнения,



причем собственная (переходная) составляющая, обусловленная ненулевыми начальными условиями, может быть отличной от нулевого значения. [27]

В нашем случае схему системы управления можно представить в упрощенном виде, отображенном на рисунке 2.4.

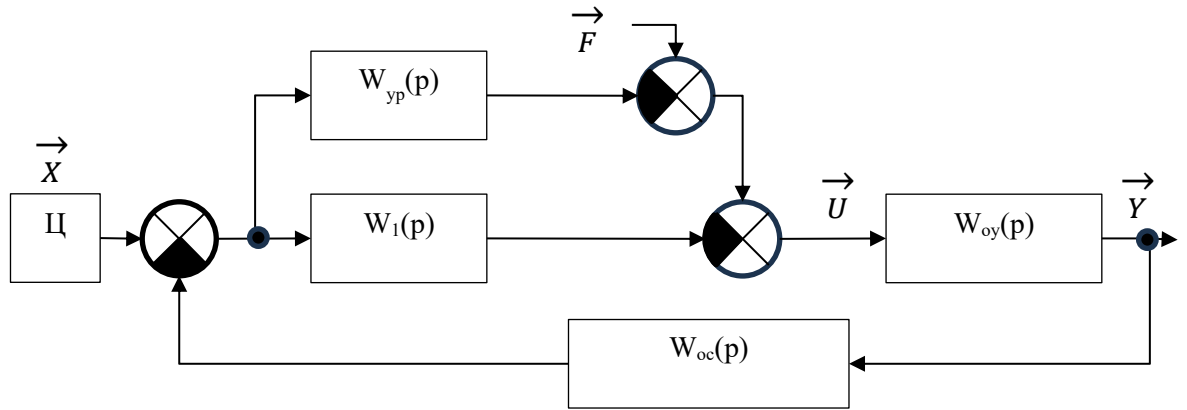


Рисунок 2.4 – Упрощенная структурная схема системы управления

Известно, что

$$Y(p) = W_{FY}(p) \cdot F(p) \quad (2.5)$$

где для данного случая

$$W_{FY}(p) = \frac{W_{oy}(p)}{1 + W_{oy}(p) \cdot W_{oc}(p) \cdot (W_1(p) + W_{yp}(p))} \quad (2.6)$$

где  $W_{oy}(p)$ ,  $W_{oc}(p)$ ,  $W_1(p)$ ,  $W_{yp}(p)$  – передаточные функции объекта управления, обратной связи, компонентного уровня(первого), совокупности остальных уровней,  $F$  – возмущающее воздействие.

Поскольку  $W_{oy}(p)$ ,  $W_{oc}(p)$ ,  $W_1(p)$  заданы, достигнуть абсолютной инвариантности можно только при  $W_{yp}(p) \rightarrow \infty$  т.е. при очень большом коэффициенте усиления на уровнях со 2 по 5, который обратит  $W_{FY}(p)$  в ноль.

Передаточная функция по каналу управления X-Y может и не быть равной нулю:

$$W_{XY}(p) = \frac{W_{OY}(p) \cdot (W_1(p) + W_{Yp}(p))}{1 + W_{OY}(p) \cdot W_{OC}(p) \cdot (W_1(p) + W_{Yp}(p))}, \quad (2.7)$$

при  $W_{Yp}(p) \rightarrow \infty$  получим  $W_{XY}(p) \rightarrow \frac{1}{W_{OC}(p)}$ .

К такому результату и стремятся при создании абсолютно инвариантных систем, так как необходимо достичь инвариантности выходной координаты и не потерять возможность передавать управляющие сигналы. Для получения  $W_{Yp}(p) \rightarrow \infty$  применяют внутреннюю положительную обратную связь, как это показано на рисунке 2.5.

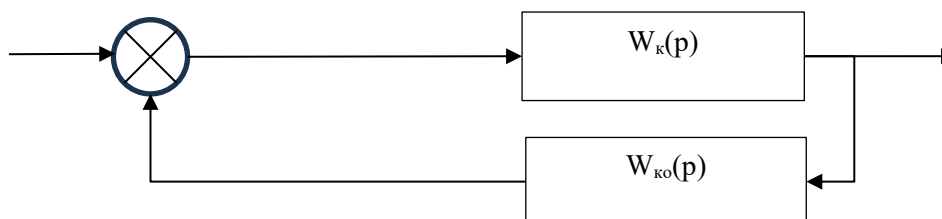


Рисунок 2.5 –Схема внутренней положительной обратной связи

При этом

$$\begin{aligned} W_{Yp}(p) &= \frac{W_k(p)}{1 - W_k(p) \cdot W_{ко}(p)} = \frac{\frac{B_1(p)}{A_1(p)}}{1 - [B_1(p)/A_1(p)] \cdot [B_2(p)/A_2(p)]} = \\ &= \frac{B_1(p) \cdot A_2(p)}{A_1(p) \cdot A_2(p) - B_1(p) \cdot B_2(p)} \end{aligned} \quad (2.8)$$

где  $W_k(p)$ ,  $W_{ко}(p)$  – передаточные функции звеньев, являющихся составными частями совокупности верхних уровней объекта, представленной в виде внутренней положительной обратной связи (звено с передаточной функцией  $W_k(p)$  в составе обратной связи объекта охвачено положительной обратной связью с передаточной функцией  $W_{ко}(p)$ ).

Условие инвариантности сводится к равенству нулю знаменателя (2.8):

$$A_1(p) \cdot A_2(p) - B_1(p) \cdot B_2(p) = 0$$

Представленный анализ показал, что результаты эксплуатации углеводородного месторождения определяются первым компонентным уровнем. Применяя принцип инвариантности для него, убеждаемся, что остальные уровни играют роль буфера внешних воздействий. Более того, их значимость, с точки зрения управления, можно оценивать по этой степени буферирования.

## **2.2 Формирование управляющего контура для месторождения углеводородов**

Формирование управляющего контура начинается с выбора подхода к управлению. Теория метасистем в управлении объектами применяется значительно широко. На рисунке 2.6 представлено визуальное отличие структурированной системы управления от системы, применяющей метасистемный подход.

К примеру, интегрированного объекта управления в виде предприятия, представленный как совокупность нескольких технологий изготовления продукции и выбирающее для реализации в каждый момент времени технологию изготовления продукции, наиболее востребованной на рынке, поликлиника, как совокупность методов лечения, выбирающая метод лечения в соответствии с пришедшим на прием пациентом и так далее.

У каждой из компонент интегрированного объекта управления расположенной на первом или на более высоких уровнях схемы, проиллюстрированной ранее на рисунке 2.1, имеется своя система управления, а управляющие воздействия, поступающие с верхних уровней, не должны дублировать функции этих локальных систем, поэтому верхние уровни могут вмешиваться только «по-крупному»: устанавливать значения параметров работы или параметров отдельных элементов (параметрические воздействия), изменять элементы или их взаимосвязи в любой компоненте (структурные воздействия [26]) и организационными мероприятиями создавать условия,

способствующие достижению целей верхних уровней управления при функционировании этих компонент (организационные воздействия).

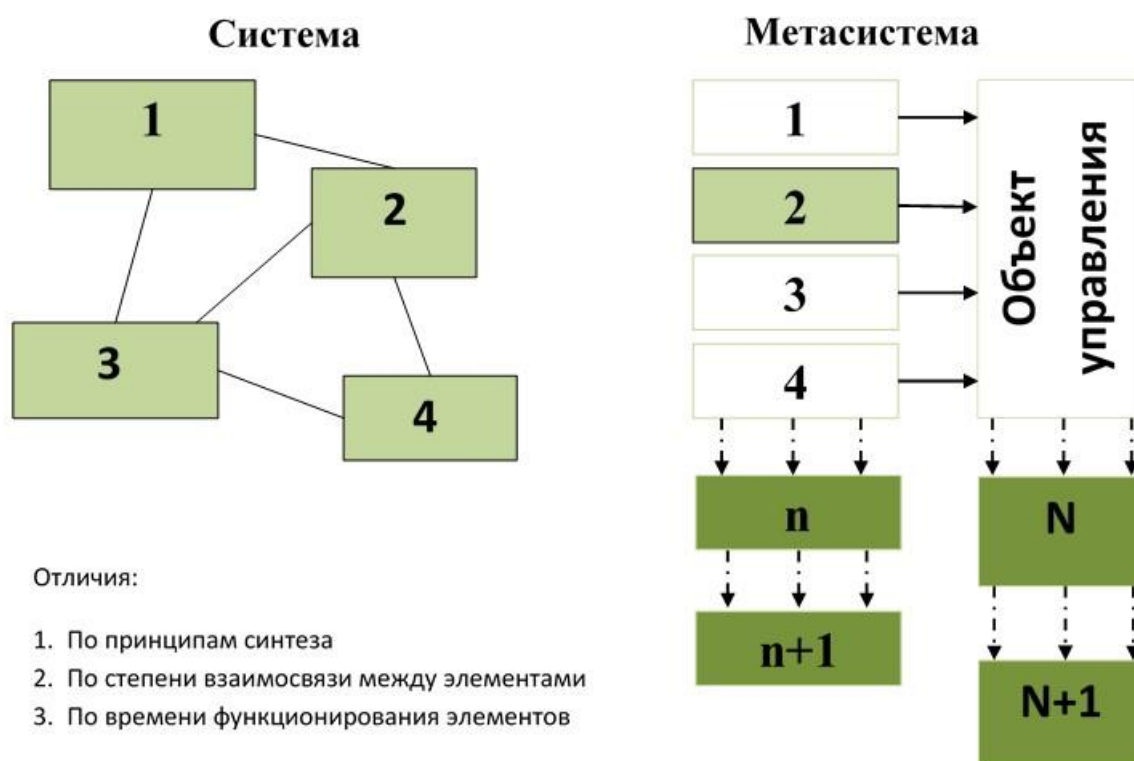


Рисунок 2.6 – Различия между способами интеграции систем [7]

Пользуясь нелинейностью почти всех реальных объектов управления, можно организовать сигнально-уровневые воздействия. В этом случае, управляющими воздействиями являются сигналы. При этом важна не только величина сигнала (поскольку результат воздействия будет разным в зависимости от локальной нелинейности системы), но и уровень иерархии, с которого сигнал получен.

Эффективность не только социальная категория, но для процесса добычи углеводородов в большой степени – экономическая. Как социальная категория эффективность ограничивается по уровню только снизу, а как экономическая она должна входить по уровню в некоторый оптимальный по экономическим критериям диапазон. Поэтому на верхнем уровне организован

контур адаптации к изменяющимся рыночным условиям, определяющий положение этого диапазона. В основе контура лежит прогнозная модель развития событий, элемент сравнения следит за отклонениями прогноза и инициализирует принятие корректирующих управленческих решений.

В первую очередь результаты работы контура адаптации относятся к параметрическим воздействиям (ПВ), направляемым на второй уровень и устанавливающим параметры добычи. Примером структурных воздействий (СВ) на второй уровень может быть вывод некоторых скважин из эксплуатации. Организационные воздействия (ОВ) сводятся к обеспечению удобной работы для персонала, обеспечение высокой надежности для оборудования.

Поскольку у любого процесса есть начало и окончание, моменты переключения операций или режимов функционирования, управление такими событиями реализуется через подачу управляющих сигналов. С другой стороны, даже уровень этих сигналов может нести управленческую информацию и соответственно оказывать управляющие воздействия с верхних уровней на нижние, направляя их к достижению именно целей управления верхних уровней. С данной точки зрения, сигналы начала и окончания всех видов параметрического, структурного и организационного воздействий пятого уровня на второй, описанные выше, будут относиться к сигнально-уровневому типу воздействий (СУВ).

В зависимости от рыночных условий необходимо принимать управленческие решения об объемах (ПВ) бурения новых скважин (СВ) и количестве (ПВ) и методах проведения геолого-технических мероприятий на третьем уровне (ОВ). Точно так же, как и в предыдущем случае сигналы начала и окончания проведения указанных воздействий можно отнести к сигнально-уровневым воздействиям.

Наконец, рынок должен определить уровни финансирования (ПВ), его структуру (СВ) и моменты начала и окончания (СУВ), так же, как и моменты заключения подрядных договоров и поиска персонала за счет воздействий

пятого уровня на четвертый. Организационные воздействия должны обеспечивать необходимые запасы, сохранять персонал необходимой квалификации. Обеспечивать связь с надежными поставщиками расходных материалов и комплектующих узлов.

Уровни два и три должны придерживаться четкой координации друг с другом, поскольку их объекты могут пересекаться, а для проведения геолого-технических мероприятий функционирующую скважину необходимо останавливать. На четвертом уровне лежит общая координация и ранжирование порядка обеспечения различных процессов. Наконец, все уровни в конечном итоге воздействуют на материальные объекты первого уровня по-разному в зависимости от их целей управления и иерархии.

Отдельного исследования здесь заслуживает только обеспечение эффективности эксплуатации месторождения, то есть воздействие пятого уровня на первый. Большая часть организационных воздействий связана с обеспечением мотивированности персонала к осуществлению профессиональной деятельности и повышения своей квалификации. Другая составляющая должна быть связана с оценками воздействий на продуктивные пласты месторождения, то есть с назначением геолого-технических мероприятий. Наконец, третья составляющая требует более тщательного планирования и создания необходимых запасов запасных частей, разработки адекватного графика обслуживания технологического оборудования.

Параметрические воздействия, например, связанные с темпом отбора углеводородов, от которого в сильной степени зависит стабильная и долговременная эксплуатация скважин, рассчитываются на втором уровне управления, однако под жестким контролем за эффективностью со стороны пятого уровня. Это в большой степени относится и к структурным воздействиям, так как остановка какой-либо скважины неизбежно нагружает соседние.

Управление будет неточным, если не обеспечить обратную связь с объектом через измерение его поведения после приложения управляющих

воздействий. Как и в случае управляющих воздействий оценка также распределяется не только по составляющим интегрированного объекта управления, но и по уровням иерархии [27].

При этом не следует забывать, что оценивается фактически потенциал эффективности. Достижимый уровень эффективности в итоге складывается интеграцией показателей первого уровня: степени мотивированности персонала на обеспечение высокого качества продукции и процессов, исправности и надежности технологического оборудования и приспособлений, уровня качества исходных материалов и энергии.

Второй уровень добавляет показатели: уровень соблюдения технологических режимов и условий хранения и транспортирования добытых углеводородов.

На третьем уровне должна решаться задача поиска оптимального положения новых скважин и степень этой оптимальности является показателем эффективности. С другой стороны, необходимо выбрать геолого-технические мероприятия для уже эксплуатируемых скважин. Степень адекватности этого выбора также является показателем эффективности эксплуатации месторождения.

Четвертый уровень – уровень экономического обеспечения процессов [28] дает свойственные только ему показатели: своевременность финансирования, своевременность и полнота заключения договоров с субподрядчиками, уровень обеспеченности персоналом соответствующей квалификации.

### **2.3 Метасистемный подход к управлению**

Стремительное развитие информационных и интеллектуальных технологий неразрывно связано с наращиванием темпов генерации энергетических ресурсов и форсированием добычи полезных ископаемых, служащих исходным материалом для формирования аппаратного фундамента

современных вычислительных устройств. Именно поэтому особенно возрастает потребность в увеличении объемов и скорости добычи углеводородов, являющихся основным ресурсом для производства материалов (пластика, резины, полиуретана и т.д.), а также источников энергии (бензин, дизель, жидкое котельное топливо, керосин и т.д.).

Моделирование является главным инструментом апробации управленческих решений и применяется в управлении чаще всего в случае сложных объектов управления, либо при адаптивном управлении с моделью [28]. Начнем анализ со второго случая, когда интегрированный объект управления отображается моделью и вставляется в контур адаптивного управления, изображенный на рисунке 2.7.

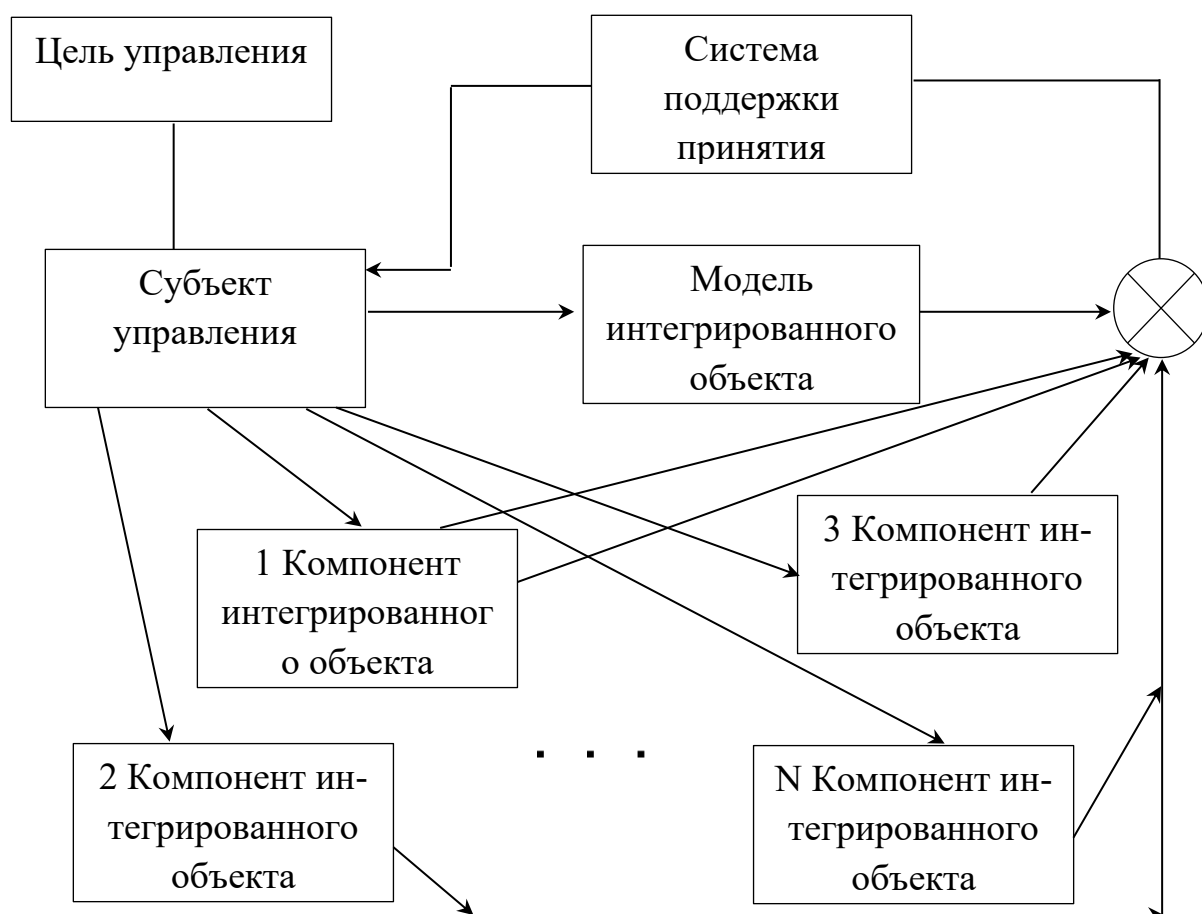


Рисунок 2.7 – Схема адаптивного управления с моделью



Здесь субъект управления направляет управляющие воздействия одновременно и на реальные объекты, и на модель интегрированного объекта, что показано на рисунке 2.7 стрелочками. Одновременно, измеряя показатели состояния реальных объектов, и сравнивая их с полученными на модели, система управления инициирует процедуру принятия решения о коррекционных воздействиях или их отсутствии.

Такая схема управления будет успешной, если возможно довольно точное модельное описание интегрированного объекта. Однако эта схема сложна, поскольку имеется одновременное воздействие на несколько объектов, которые могут быть связаны и за счет этого влиять на реакцию друг друга, то есть система будет многосвязной. К тому же кажется, что управление каждой составляющей интегрированного объекта единоличное, в то время как он вполне может быть встроен и в другие контуры.

Другое представление интегрированного объекта может быть многоуровневым и за счет выделения уровней подсистем управления частично снимать многосвязность, что представлено на рисунке 2.8.



Рисунок 2.8 – Многоуровневая схема модели объекта управления

В этом случае реальные объекты интегрируются вторым уровнем либо в объект, либо в процесс. Так, например, предприятие есть интеграция персонала, зданий, сооружений и инженерных коммуникаций, технологического оборудования и запасов финансов, материалов, запасных частей и заготовок. Примером процесса может служить образовательный процесс, который интегрирует обучающихся, профессорско-преподавательский состав, аудиторный фонд, лабораторное и компьютерное оборудование, методическое обеспечение для развития профессиональных компетенций студентов [29].

Уже на втором уровне объекты управления становятся интегрированными.

Однако не всегда управляемая величина второго уровня устраивает внешние требования к системе, их концентрированное выражение можно располагать на третьем уровне. В случае предприятия это может быть прибыльность, в случае образовательного процесса это может быть эффективность образования. И вообще вышестоящих уровней может быть много. Например, образовательный процесс может быть нацелен на развитие компетенций на третьем уровне, на четвертом на повышение готовности к профессиональной деятельности и только на пятом уровне целью управления становится эффективность образования.

Описанные выше теоретические положения используются при моделировании управления эксплуатацией углеводородного месторождения.

## **2.4 Оценки достижимой эффективности эксплуатации месторождения углеводородов**

Эффективность эксплуатации месторождения ( $K$ ), в силу подчеркнутой выше независимости уровней, можно определить как сумму:

$$K = \alpha_1(\beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \beta_3 X_3) + \alpha_2 Y_2 + \alpha_3 Y_3 + \alpha_4 Y_4 \rightarrow \max \quad (2.9)$$

где  $Y_2, Y_3, Y_4$  – выходные управляемые величины уровней;

$X_1, X_2, X_3$  – выходные управляемые величины компонент первого уровня;

$\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \alpha_4$  – весовые коэффициенты для каждого уровня;

$\beta_1, \beta_2, \beta_3$  – весовые коэффициенты компонент первого уровня.

При этом, ограничения на данном уровне являются внешними: политическими, юридическими, экологическими, рыночными и т.д.

Решение данной задачи распределения ресурсов для независимых частей уровней рассмотрим далее.

## 2.5 Распределение ресурсов по уровням управления

На экономическом уровне, основной задачей является оптимальное распределение ресурсов (финансовых, материальных и кадровых). Рассмотрим решение данной задачи распределения ресурсов для независимых частей уровня на основе обобщенной методики оценки уровневых величин ресурсов. Задача ставится следующим образом:

$$P(K) \rightarrow \max \text{ при } C = \text{const},$$

где  $P(K)$  – вероятность повышения эффективности эксплуатации месторождения:

$C$  – сумма затрат на мероприятия, направленные на повышение эффективности эксплуатации месторождения.

Эффективность эксплуатации, как следует из стратифицированной модели системы управления, достигается на четырех уровнях, согласно рисунку 1. Вероятность достижения цели на  $i$ -ом уровне обозначим через  $P_i$ . Тогда формула для расчета полной вероятности для всей системы управления с учетом независимости уровней, выразится как

$$P = \prod_{i=1}^4 P_i \quad (2.10)$$

Примем гипотезу о малом, независимом, дискретном изменении вероятности при последовательной реализации мероприятий в пределах каждого из уровней. Масштаб мероприятия напрямую связан с затрачиваемыми на него ресурсами. Фактически, вкладывая ресурсы мы снижаем потери эффективности. Переходя к порционности расходования ресурсов, делаем вывод, что вероятности снижения потерь будут перемножаться в количестве пропорциональном числу выделенных порций ресурсов  $u_i$ .

Удельную вероятность снижения потерь эффективности на каждом уровне от «единичных» проведенных мероприятий (выделенных порций ресурсов) обозначим как  $q_i$ . Тогда, общие потери на  $i$ -м уровне:

$$Q_i = q_i^{u_i}, u_i \geq 0, i = 1, \dots, 4 \quad (2.11)$$

Поскольку вероятности повышения эффективности и снижения потерь в сумме составляют единицу, получим:

$$P = \prod_{i=1}^4 (1 - q_i^{u_i}) \quad (2.12)$$

Раскрываем произведение:

$$(1 - q_1^{u_1}) \cdot \dots \cdot (1 - q_4^{u_4}) = 1 - q_1^{u_1} - q_2^{u_2} - \dots - q_1^{u_1} + q_1^{u_1} \cdot q_2^{u_2} + \dots \quad (2.13)$$

Принимая, что  $q_i$  малы, отбросим слагаемые второго и большего порядка малости. В этом случае вероятность общих потерь примет вид:

$$Q(\bar{u}) = \sum_{i=1}^4 q_i^{u_i} \quad (2.14)$$

Используя векторное обозначение для коэффициента пропорциональности затраченных ресурсов и принимая, что единичная стоимость каждого из проведенных мероприятий -  $c_i$ , получим

$$C = C(\bar{u}) = \sum_{i=1}^4 c_i u_i, 0 \leq u_i \leq C/c_i \quad (2.15)$$

При постановке задачи максимизации уровня эффективности необходимо определить значения  $u_i$  (для каждого из уровней), при условии, что стоимость мероприятий не превышает имеющейся суммы ( $C(\bar{u}) \leq C_{\text{зад}}$ ).

Применим для решения задачи метод множителей Лагранжа. Составим лагранжиан

$$F(\bar{u}) = Q(\bar{u}) + \varepsilon(C_{\text{зад}} - C(\bar{u})) \quad (2.16)$$

где  $\varepsilon$  – неопределенный множитель Лагранжа

Решив данную задачу оптимизации методом множителей Лагранжа, получим:

$$u_i = \frac{1}{\ln q_i} \left[ \frac{C_{\text{зад}} - \sum_{i=1}^n \frac{c_i}{\ln q_i} \ln(-\frac{c_i}{\ln q_i})}{\sum_{i=1}^n \frac{c_i}{\ln q_i}} + \ln \frac{c_i}{\ln q_i} \right] \quad (2.17)$$

Значения параметров были получены на основе накопленных данных по реализованным мероприятиям за 36 месяцев эксплуатации выбранного месторождения углеводородов и представлены в таблице 2.1. Таблица с расчетом параметров приведена в Приложении Г. Расчет доверительного интервала производился для случая неизвестной дисперсии и объема выборки  $n > 30$ .

Таблица 2. 1 – Значения параметров

Параметры	1	2	3	4
$c_i$	15 ( $\pm 1,23$ )	33 ( $\pm 3,6$ )	21 ( $\pm 2,58$ )	23 ( $\pm 1,93$ )
$q_i$	0,054 ( $\pm 0,003$ )	0,03 ( $\pm 0,005$ )	0,07 ( $\pm 0,01$ )	0,053 ( $\pm 0,014$ )

Решим задачу оптимального распределения ресурсов на мероприятия по повышению эффективности эксплуатации. Допустим, имеем 20 000 у.е. ресурсов.

Используя формулу

$$a_i = \frac{c_i}{\ln q_i} \quad (2.18)$$

рассчитаем для уровня управления:

$$a_1 = -5,1499; a_1 \ln(-a_1) = -8,4406$$

$$a_2 = -9,4154; a_2 \ln(-a_2) = -21,1125$$

$$a_3 = -8,0172; a_3 \ln(-a_3) = -16,6885$$

$$a_4 = -7,6929; a_4 \ln(-a_4) = -15,6957$$

$$\sum_{i=1}^4 a_i = -30,2753;$$

$$\sum_{i=1}^4 a_i \ln(-a_i) = -61,9373$$

Рассчитаем  $u_i$  по формуле (2.17):

$$u_1 = 226,85;$$

$$u_2 = 188,883;$$

$$u_3 = 248,523;$$

$$u_4 = 224,852.$$

Выделяемые средства на повышение эффективности  $i$ -ого уровня рассчитаем по формуле (2.15).

Таким образом, на первом уровне требуется выделить 3404 у.е., на 2-ом 6218, на 3-ем 5296, на 4-ом 5082. Общая сумма равна

$$C=3404+6218+5296+5082=20000 \text{ у.е.}$$

Распределение средств для решения задачи повышения эффективности эксплуатации месторождения при заданном уровне ресурсов представлено на рисунке 2.9. Таким образом, высота каждого столбца может определить значение весового коэффициента в формуле (2.9).



Рисунок 2.9 – Распределение ресурсов по уровням

Представленная методика позволяет оценивать вклад каждого из уровней и, соответственно, оптимально разделять управляющие ресурсы при организации управляющих воздействий с максимизацией общего уровня эффективности эксплуатации. Результаты расчета на основе данной методики представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Фактическое распределение затрат добывающего предприятия за 2024г

№	Категории	Сумма, тыс. у.е.
1	Затраты на регламентное обслуживание оборудования (ТОИР), ревизия насосов, плановые обучения ТБ и др., контроль целостности трубопроводов.	35 124 (15 %)
2	Затраты на процессы на удержание геологического темпа падения уровня добычи.	78 348 (34 %)
3	Затраты, направленные на прирост добычи (ГТМ, Бурение) для компенсации геологического падения уровня добычи	69 276 (30 %)
4	Улучшение базовых и сервисных(вспомогательных) процессов	48 180 (21 %)

Анализ распределения затрат предприятия за 2024 год показывает хорошее приближение рассчитанных параметров.



## ВЫВОДЫ ПО ВТОРОЙ ГЛАВЕ

1. Эффективность эксплуатации месторождения в настоящее время является главным показателем экономической стабильности добывающего предприятия, долговременности его существования и выполнения социальных обязательств перед обществом.

2. Иерархическая многоуровневость представления эксплуатации углеводородного месторождения, включающее пять уровней, на первом из которых располагаются реальные составляющие, второй уровень объединяет их в систему, третий уровень – процессный – отражает динамику системы, четвертый уровень выделяется для оптимального обоснования соотношения эффект/затраты – экономический, а пятый уровень выполняет социальные запросы общества, позволяет устранить многосвязность системы управления.

3. Управляющие воздействия верхних уровней не должны дублировать функции управления нижних уровней, а добиваться достижения своих целей реализацией параметрических, структурных и организационных воздействий.

4. Оценка результатов реализаций управляющих воздействий должна быть многоуровневой, включающей интеграцию показателей каждого уровня управления в соответствии с их вкладом в достижение цели верхнего уровня – повышение эффективности эксплуатации углеводородного месторождения.

5. Сложность объекта управления – эффективность эксплуатации углеводородного месторождения – требует применения адаптивного контура управления, включающего модельное прогнозирование.

6. Метасистемный подход к управлению эксплуатацией углеводородного месторождения, основанный на выявлении и решении метасистемных задач, позволяет оптимизировать распределение управляющих ресурсов и систематизировать процедуру адекватного выбора и реализации геолого-технических мероприятий на эксплуатационном фонде скважин.

7. Оптимального перераспределения управляющих ресурсов между

уровнями (или между объектами одного уровня) можно добиться применением метода порционного управляющего воздействия и метода множителей Лагранжа.

### 3 Компьютерное моделирование и прикладные алгоритмы

#### 3.1 Подготовка исходных данных для построения интегрированной модели

Моделирование процесса управления эксплуатацией углеводородного месторождения и процедуры принятия управленческих решений по повышению его эффективности базируется на использовании принятого в нефтегазовой отрасли математического описания физических процессов добычи. Тогда, уравнение объекта управления примет вид [30]:

$$Y = \frac{\sum_{i=1}^n C_i}{(\sum_{j=1}^m Q_j \cdot K_j) \cdot K_{т.т.} \cdot K_{подг.}} \quad (3.1)$$

где  $C$  - затраты по каждой статье расходов, руб./сут;

1.. $n$  – статьи расходов предприятия;

1.. $m$  – скважины;

$K_j, K_{т.т.}, K_{подг.}$  – коэффициенты эффективности эксплуатации на участках скважины, трубопроводного транспорта, подготовки.

Для расчета добычи углеводородов из пласта применяем формулу Дюпюи [30]:

$$Q_j = K_{\text{прод}} \cdot \Delta P \quad (3.2)$$

где

$$K_{\text{прод}} = \frac{K \cdot h}{18.4 \cdot B_{\text{ж}} \cdot \mu_{\text{ж}} \cdot (\ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0.75 + S)}, \quad (3.3)$$

следовательно

$$Q_j = Q_{\text{пл}}(K_{\text{прод}}, P_{\text{пл}}, P_{\text{заб}}, S, B_{\text{в}}, B_{\text{н}}, W_{\text{с}}, \mu_{\text{ж}}, r_w) \quad (3.4)$$

где  $K_{\text{прод}}$  – коэффициент продуктивности, м<sup>3</sup>/сут/атм;

$S$  - скин-фактор для призабойной зоны скважины;

$K$  – проницаемость пласта, мкм<sup>2</sup>;

$B_{\text{в}}$  – объемный коэффициент воды м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$B_{\text{н}}$  – объемный коэффициент нефти, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$W_{\text{с}}$  – обводненность, %;

$\mu_{\text{ж}}$  – вязкость жидкости, сПз;

$S$  – скин-фактор;

$r_w$  – радиус скважины, м.

Коэффициент продуктивности  $K_{\text{пр}}$  вычисляется следующим образом:

$$K_{\text{пр}} = \begin{cases} \frac{Q_{\text{ж}}}{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}}, & P_{\text{заб}} \geq P_{\text{нас}} \\ \frac{Q_{\text{ж}}}{P_{\text{пл}} - P_{\text{нас}} + \frac{P_{\text{нас}}}{1.8} \left( 1 - 0.2 \cdot \left( \frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{нас}}} \right) - 0.8 \cdot \left( \frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{нас}}} \right)^2 \right)}, & P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}} \end{cases} \quad (3.5)$$

где  $K_{\text{пр}}$  – текущий коэффициент продуктивности,  $\text{м}^3/\text{сут}/\text{атм.}$ ;

$Q_{\text{ж}}$  – дебит жидкости,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;

$P_{\text{заб}}$  – текущее забойное давление,  $\text{атм.}$ ;

$P_{\text{пл}}$  – пластовое давление на кровлю пласта,  $\text{атм.}$ ;

$P_{\text{нас}}$  – давление насыщения,  $\text{атм.}$

В случае  $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$  для расчета коэффициента продуктивности  $K_{\text{пр}}$  используется поправка Вогеля, позволяющая учесть влияние выделения свободного газа в пласте на производительность скважины [31]. Остальные параметры вычисляем аналогичным способом.

Применим данное уравнение объекта с учетом сложности выбранного для моделирования Актива. Восточный участок Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения является крупнейшим по запасам нефти и газа в Оренбургской области. Основным способом добычи является газлифт – самый нестабильный и трудноуправляемый способ эксплуатации добывающей скважины. Месторождение разрабатывается на режиме истощения, указанный режим обусловлен слабой проницаемостью, препятствующей применению стандартных методов вытеснения и реализации полноценной системы поддержания пластового давления. Важными особенностями также являются большое газосодержание нефти и высокое давление насыщения (выше, чем текущее пластовое давление), что в совокупности с прорывами газа из газовой шапки требует поиска нестандартных решений при управлении эксплуатацией месторождения.

Интегрированная модель рассматриваемого в работе углеводородного месторождения является одной из самых больших и сложных созданных моделей месторождения и включает в себя: 450 скважин, 750 участков трубопроводов, 3 ветки инфраструктурных трубопроводов, элементы переключения потока, сложную геолого-гидродинамическую модель.

При подготовке исходных данных были выполнены:

- актуализация данных, поскольку собранной информации должно быть достаточно для построения модели с точностью, определенной на стадии планирования работ.

- проведен анализ результатов всех имеющихся исследований проб флюида на ВУ ОНГКМ. Выбрана наиболее представительная глубинная проба с высокодебитной скважины, на ее основе создается модель флюида в программном продукте Petroleum Experts PVTp.

- подготовлены рекомендации по дооснащению средствами измерений для повышения точности расчетов при эксплуатации интегрированной модели.

- подготовлены рекомендации по проведению исследований скважин.

Для построения полноценной интегрированной модели рассматриваемого в работе углеводородного месторождения необходимо построить две отдельные PVT модели: модель нефти, добываемой из пласта, и модель газа, поступающего в систему подачи газлифтного газа.

Так как при построении интегрированной модели актива предполагается использование модели флюида типа Black Oil, а разные компоненты интегрированной модели строятся в разном ПО (соответственно, требуют разный формат входных данных) при построении модели флюида предлагается использовать двухступенчатую процедуру построения:

1. Построение и настройка уравнения состояния (композиционной модели).

2. Подготовка и выгрузка Black Oil моделей для каждой компоненты в требуемом формате.

Такой подход позволяет обеспечить существование единой PVT модели для всех компонент ИМ. Для корректного построения PVT модели нефти необходимо наличие результатов следующих тестов:

- Контактное разгазирование;
- Дифференциальное разгазирование;
- Исследование на сепараторе.

Принимая во внимание существование нефти в пласте в предельно насыщенном состоянии (пластовое давление на глубине ВНК равно давлению насыщения), отбор представительных глубинных проб практически невозможен, так как даже при создании малой величины депрессии, в точке отбора будет происходить частичное разгазирование нефти.

Для многокомпонентной системы уравнение состояния является термодинамической моделью равновесных паровой и жидкой фаз в отдельности. Используя единое уравнение состояния, производится расчет компонентные составы, плотность и долю равновесных фаз. По этой причине предполагается использование единого уравнения состояния для описания поведения нефтяной оторочки и газовой шапки.

По данным эксплуатируемых пластов изучен отбор 59 глубинных проб нефти. В предоставленных отчетах отсутствуют лабораторные исследования глубинных проб нефти методом дифференциального разгазирования (данным методом определяют свойства нефти ниже давления насыщения), а по 27 пробам отсутствуют также результаты контактного разгазирования (данным методом определяют свойства нефти выше давления насыщения). По этой причине провести детальное PVT моделирование данных проб не представляется возможным. Сводная таблица с результатами исследований приведена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Сводная таблица с результатами исследований

Параметр	Давление насыщения	Газосодержание		Плотность нефти		
		однократная сепарация	ступенчатая сепарация	пластовой	однократная сепарация	ступенчатая сепарация
Минимальное значение	72.0	86.0	80.0	0.673	0.824	0.816
Максимальное значение	206.0	260.0	235.0	0.932	0.855	0.845
Среднее значение	146.7	187.3	163.1	0.744	0.841	0.831
Медиана	144.0	196.0	160.0	0.735	0.841	0.832
Среднеквадратичное отклонение	30.9	36.7	35.3	0.035	0.007	0.007

Большой разброс значений между минимальным и максимальным значениями, кроме плотности сепарированной нефти, по каждому из определяемых параметров связан с тем, что пробы отбирались с нарушением технологии ниже давления насыщения в зоне многофазного потока. Плотность сепарированной нефти имеет сравнительно малый разброс, что свидетельствует об однородности пластовой нефти по площади. Диапазон распределения плотности нефти, определенный по промысловым данным, находится в тех же пределах, что и результаты, определённые по анализу глубинных проб.

На рисунках 3.1 и 3.2 ниже представлен сравнительный анализ проб нефти отобранных в 1973 – 2008 гг. и 2013 – 2014 гг. По пробам 1973 – 2008 гг. не удастся выделить какие-то явные тренды (один или несколько) зависимостей между газосодержанием и давлением насыщения, а также между плотностью пластовой нефти и давлением насыщения, что также указывает на то, что при отборе проб имели место нарушения технологии отбора.

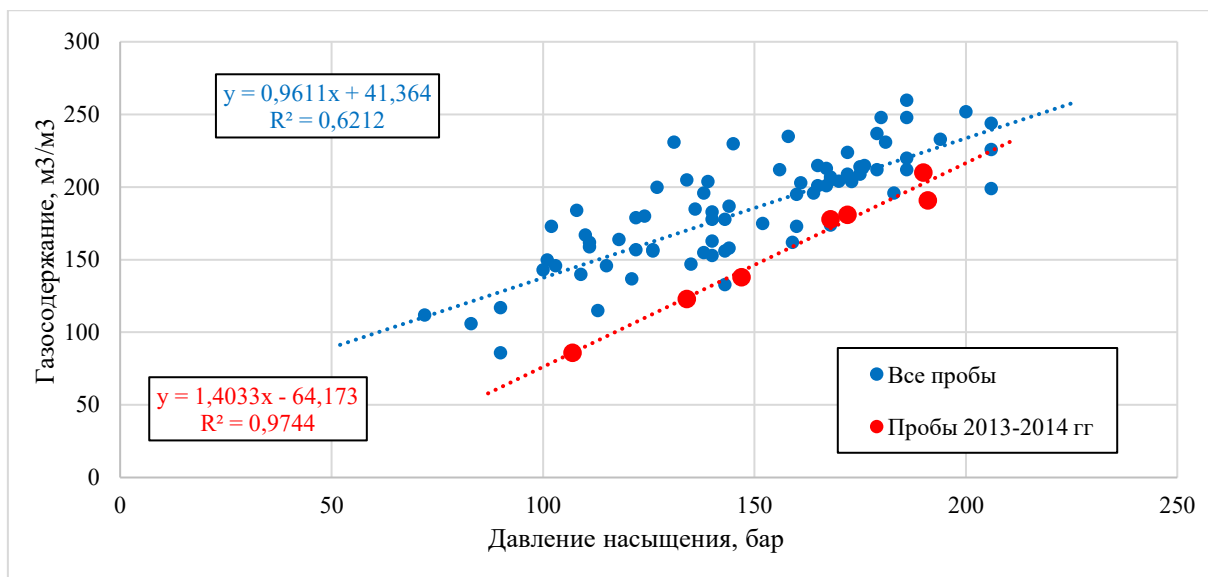


Рисунок 3.1 - Сравнительный анализ проб нефти отобранных в 1973 – 2008 гг.

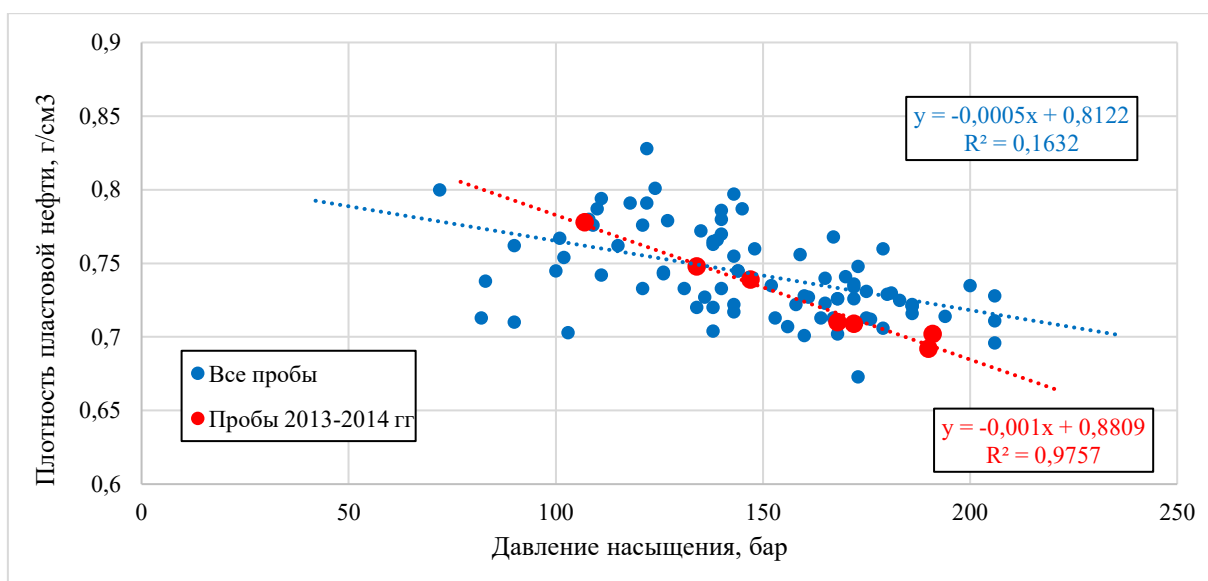


Рисунок 3.2 - Сравнительный анализ проб нефти отобранных в 2013 – 2014 гг.

По анализу имеющихся данных можно утверждать, что наиболее представительной является глубинная проба с давлением насыщения 190 бар. Отметим, что данная величина давления насыщения близка к пластовому давлению 203 бар. Аналогично проведена подготовка исходных данных по пласту, скважинам, системе сбора, подачи газлифтного газа и ППД, а также системе подготовке нефти и газа.



### **3.2 Построение и первичная настройка моделей-компонент интегрированной модели**

Создание моделей скважин осуществляется с использованием программного продукта Petroleum Experts PROSPER. Построение моделей трубопроводов осуществляется с использованием программного продукта Petroleum Experts GAP. Упрощенная модель пласта строится с использованием программного продукта Petroleum Experts Mbal.

В рамках построения и первичной настройки моделей-компонент интегрированной модели должно быть создано:

- 535 моделей добывающих скважин (367 – газлифт, 60 – ЭЦН, 57 – фонтан, 17 газовых, 34 модели бездействующих скважин), 34 модели нагнетательных скважин, 69 моделей проектных скважин. В рамках актуализации моделей-компонент введенные проектные скважины будут настраиваться на фактические параметры работы. Модели скважин строятся от глубины верхних дыр перфорации до устья (фланец между штуцером и выкидной линией):

- 1212 участков трубопроводов модели системы нефтесбора – от устьев добывающих скважин до точки входа в систему подготовки;

- 167 участков трубопроводов модели системы газосбора – от устьев добывающих скважин до точки входа в систему подготовки;

- 995 участков трубопроводов модели подачи газлифтного газа – от ГРПГ до устьев добывающих скважин;

- 96 участков трубопроводов модели системы ППД – от устьев нагнетательных скважин до выхода с БКНС;

- Модели пласта, созданные методом материального баланса по блокам P4+5+6\_Block I, P4+5+6\_Block II, P4+5\_Block III, P5.

### 3.2.1 Моделирование кустовых площадок

В модели системы сбора основными элементами являются добывающие скважины, штуцеры, выкидные трубопроводы от устьев скважин до АГЗУ, задвижки, сборные коллекторы от АГЗУ до УПНГ, источники, входной сепаратор УПНГ. Для моделирования данной компоненты был использован элемент FLOWSHEET. Пример модели добывающего куста проиллюстрирован на рисунке 3.3.

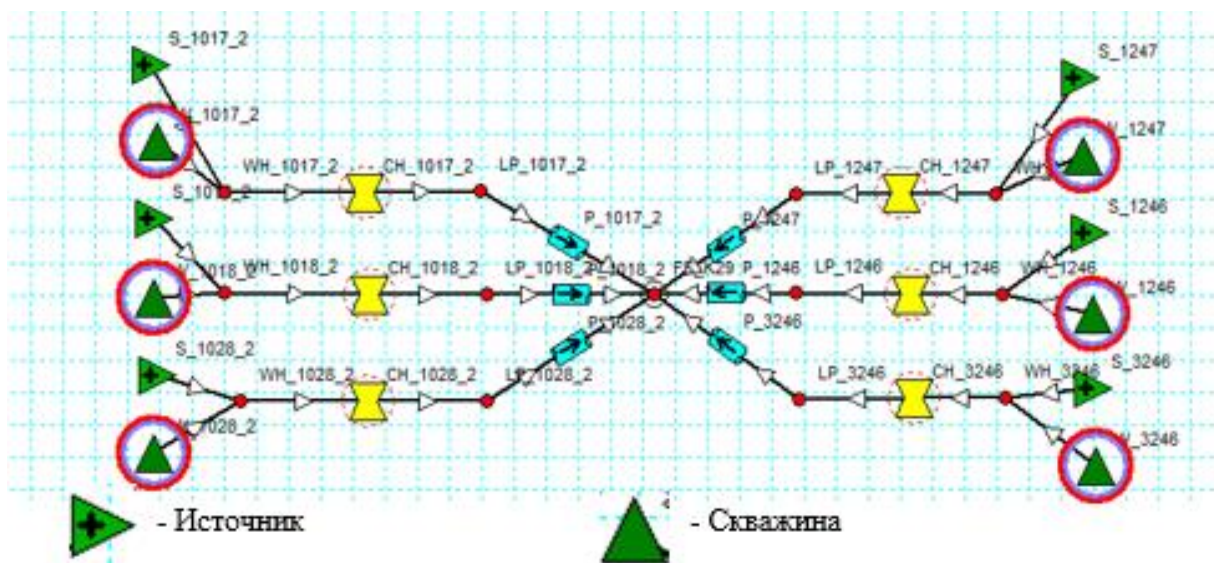


Рисунок 3.3 – Пример модели добывающего куста

При двойном щелчке по элементу открывается дополнительное рабочее окно, в котором отображаются все элементы, принадлежащие данному кусту (Рисунок 3.4).

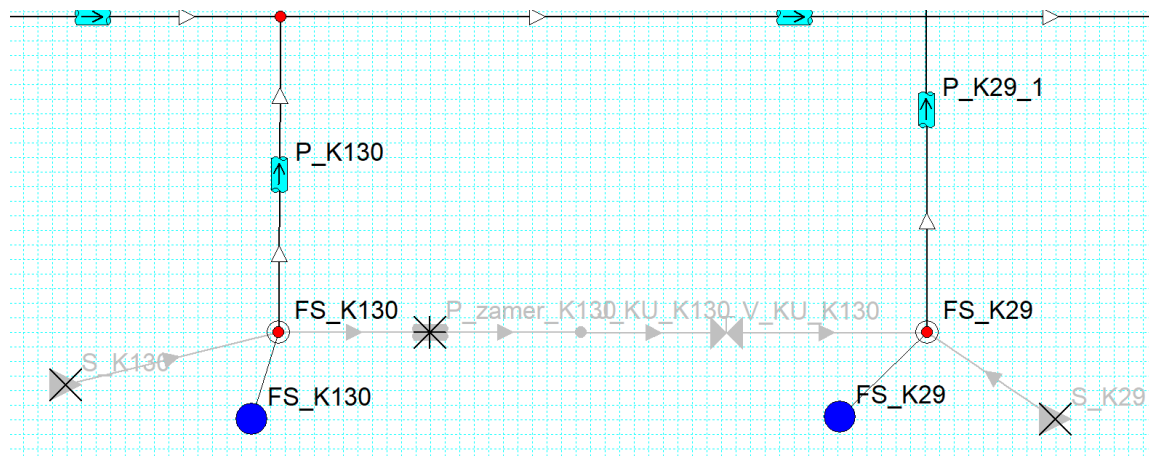


Рисунок 3.4 – Пример элемента FLOWSHEET для добывающего куста №29

### 3.2.2 Моделирование трубопроводного транспорта

Для создания трубопровода в модели должны присутствовать 2 элемента JOINT. Используя инструмент Add Link/Pipe эти элементы соединяются между собой по направлению движения жидкости (например, от устья скважины (WH) до АГЗУ (AGZU), от АГЗУ (AGZU) до точки врезки в трубопровод, либо между двумя точками врезки или другими точками соединения (Рисунок 3.5)).

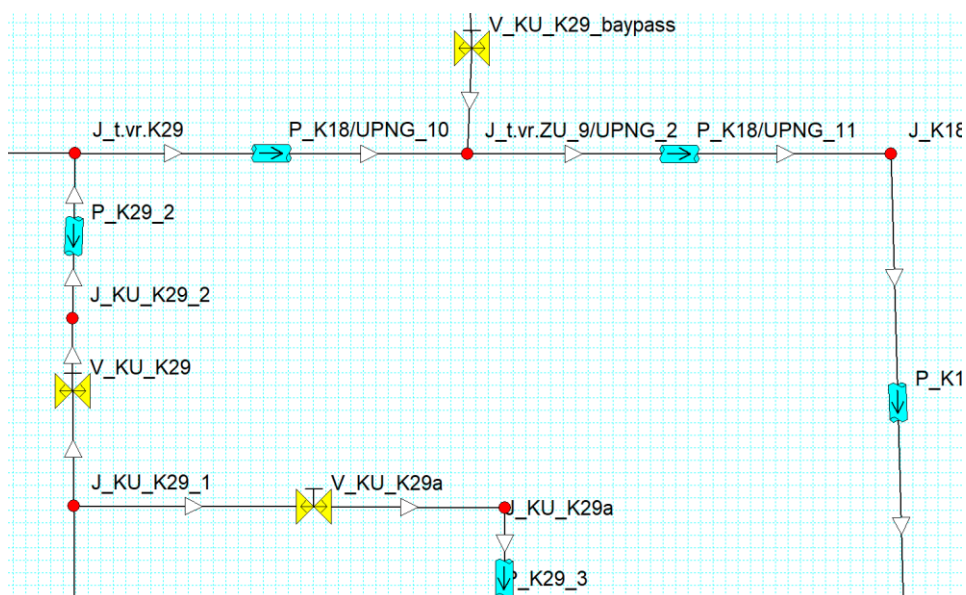


Рисунок 3.5 - Пример создания трубопровода на добывающем кусте

При нажатии на трубопровод открывается окно с его параметрами. На вкладке «Summary» (Рисунок 3.6). Внесено название трубопровода (Label). Остальные параметры оставлены без изменений, но они могут быть изменены при настройке модели.

The screenshot shows the 'Summary' tab of a pipe model configuration window. The interface is organized into several sections:

- Header Section:** Contains three input fields: 'Label' (with the value 'P K29 2'), 'Name' (empty), and 'Mask' (a dropdown menu showing 'Included in system').
- Comments Section:** A large text area for entering comments.
- Pipe Type Section:** Includes a 'Pipe Type' dropdown menu set to 'GAP Internal Correlations' and an 'Import' button.
- Correlation and Coefficients Section:**
  - 'Correlation' dropdown: 'Petroleum Experts 5'.
  - 'Gravity Coeff' input: '1'.
  - 'Friction Coeff' input: '1'.
  - 'Oil Pb, Rs, Bo correlation' dropdown: '<System default>'.
  - 'Emulsion' checkbox: unchecked.
  - '<sys> EM1' dropdown: '<sys> EM1'.
  - 'Edit List' button.
  - 'Oil Viscosity correlation' dropdown: '<System default>'.
  - 'Gas Viscosity correlation' dropdown: '<System default>'.
  - 'Slug Method' dropdown: '<System default>'.
- Transient Section:** A checkbox labeled 'Transient' which is unchecked.
- Data Summary Section:** A section titled 'Data Summary (click item to activate)' containing several buttons:
  - 'Environment' button: 'OK'.
  - 'Schedule' button: 'None'.
  - 'Pipe Data' button: 'Some'.
  - 'Match Data' button: 'None'.
  - 'Constraints' button: 'None'.
- Footer Section:** Three buttons: 'Summary' (highlighted in blue), 'Input', and 'Results'.

Рисунок 3.6 – Вкладка «Summary» в модели трубопровода

Следующая вкладка «Input» состоит из нескольких секций. В секции «Environment» (Рисунок 3.7) заносятся параметры для расчёта тепловых потерь по трубопроводу.

**Environment Parameters**

☐ Calculate Heat Transfer Coefficient

Time Since Production Started  days

Surrounding Temperature  deg C

Overall Heat Transfer Coefficient  W/m2/K

Oil Heat Capacity  KJ/Kg/K

Gas Heat Capacity  KJ/Kg/K

Water Heat Capacity  KJ/Kg/K

☐ Use Pipeline Burial Enter Burial Data...

Environment / Description / Matching / Constraints / Schedule

Рисунок 3.7 – Секция «Environment» в модели трубопровода

Температура окружающей среды задана на дату адаптации модели и составляет 4.9 C<sup>0</sup>. Общий коэффициент теплопередачи рассчитан внутренними средствами GAP и составляет в среднем в ССиТ ~2 В/м<sup>2</sup>/К.

Параметры теплоёмкости нефти, газа и воды оставлены по умолчанию.

Обоснование коэффициентов секции «Environment» модели системы нефтесбора приведено в таблице ниже (3.2).

В секции «Description» (Рисунок 3.8) заносятся параметры по профилю трубопровода: длина участка, высотная отметка участка, внутренний диаметр (рассчитывается по формуле:  $d_{\text{внутр}} = d_{\text{внешн}} - 2 \cdot h_{\text{стенки}}$ ).

Шероховатость трубопроводов в ССиТ составляет 0.15 мм. Обоснование коэффициентов секции «Description» в модели системы нефтесбора приведено в таблице ниже (Таблица 3.3).

Таблица 3.2 – Обоснование коэффициентов «Environment» модели системы нефтесбора

№	Коэффициент		Обоснование
	Наименование	Описание	
1.	Surrounding Temperature	Температура окружающей среды вокруг трубопровода	Принята температура за летний период. В процессе работы температура будет изменяться на значение, в соответствии с таблицей средних температур грунта на глубине 1.6 м (источник: «Рекомендации по оценке эффективности систем сбора низкопотенциального тепла грунта для целей теплоснабжения зданий, стр. 14). – Приложение №1.
2.	Overall heat Transfer Coefficient	Общий коэффициент теплопередачи	Задается вручную, либо рассчитывается автоматически. При автоматическом расчете учитывается геология грунта, температура окружающей среды вокруг трубопровода, диаметр трубопровода, температура перекачиваемого флюида, среда эксплуатации трубопровода (вода, воздух, земля), материал изоляции, а также теплоемкостные свойства всех материалов и флюида.
3.	Oil, Gas, Water Heat Capacity	Теплоемкость нефти, газа и воды	Оставлено значение, рекомендуемое вендором (Petroleum Experts), так как исследования для определения этих значений не проводились.

The screenshot shows the 'Description' section of a pipe model software. It features a table for pipe segments with columns: Segment Type, Length, TVD, Inside Diameter, Roughness, K Value, and Fitting Type. The first segment is a 'Line pipe' with a length of 21 m, TVD of -167.8 m, Inside Diameter of 0.148 m, and Roughness of 0.01524 mm. Below the table are input fields for 'Enter elevations as' (Node TVDs), 'Transient Pipe Step' (30.48 m), 'Flow Type' (Tubing Flow), 'Calculate Heat Transfer Coefficient' (unchecked), 'Rate Multiplier' (1), 'Maximum Length Step' (3048 m), 'Correlation' (Petroleum Experts 5), 'Gravity Coefficient' (1), and 'Friction Coefficient' (1). On the right, a schematic diagram shows a vertical pipe segment with nodes J\_Lvr.K29 (Downstream) and J\_KU\_K29\_2 (Upstream). A 'Swap Nodes' button is between them. At the bottom, there are tabs for 'Summary', 'Input', and 'Results', and a 'Heat Transfer...' button.

Рисунок 3.8 – Секция «Description» в модели трубопровода

Таблица 3.3 – Обоснование коэффициентов «Description» в модели системы нефтесбора

№	Коэффициент		Обоснование
	Наименование	Описание	
1.	Correlation	Корреляция многофазного потока жидкости	Выбрана корреляция «Petroleum Experts 5», специально разработанная для моделирования трубопроводов со сложной геометрией, в которых протекают многофазные смеси. Требуется больших вычислительных ресурсов, поскольку способна справляться с гораздо большими сложностями, чем другие корреляции. Анализ чувствительности корреляций представлен в Приложении №3.
2.	Roughness	Коэффициент шероховатости внутренней поверхности трубопровода, отражающий техническое состояние трубы в зависимости от срока эксплуатации и перекачиваемого флюида	Проведен анализ чувствительности в интервале 0.01524 – 0.2 мм. Интервал выбран в соответствии со справочными данными ГОСТ 8.586.1-2005 (Приложение №2), а также в соответствии с рекомендациями специалистов НТЦ Газпромнефть в экспертизе работ 2019 г. Принято следующее значение – <b>0.15 мм</b> . Анализ чувствительности представлен в Приложении № 7.
3.	Friction Coefficient	Коэффициент трения, используемый для увеличения, либо уменьшения перепада давления в трубопроводе	Вендор (Petroleum Experts) рекомендует принимать данное значение от 0.9 до 1.1.

### 3.2.3 Моделирование штуцеров

В GEP есть два способа смоделировать штуцер:

- задать отдельным элементом «Inline Choke»;
- задать контроль на скважине.

При настройке модели ССигТ штуцеры в модели GEP были заданы отдельными элементами «Inline Choke» (3.9), чтобы была возможность задать перепад.

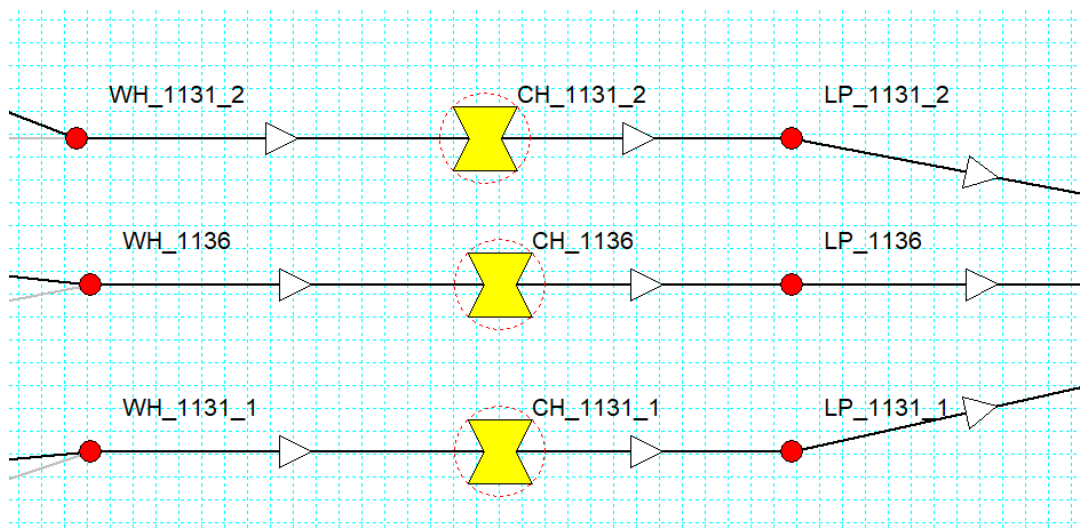


Рисунок 3.9 – Элемент «Inline Choke» для моделирования штуцера

На вкладке «Summary» (Рисунок3.10) внесено название штуцера.

Label	Name	Mask
CH_1131_2		Included in system

Comments

Data Summary (click item to activate)

Controls
OK

Schedule
None

Summary
Input
Results

Рисунок 3.10 – вкладка «Summary» для штуцера

На вкладке «Input» выбрана функция задания штуцера «Fixed delta P» (фиксированный перепад давления) и задано значение перепада давления (Рисунок3.11).



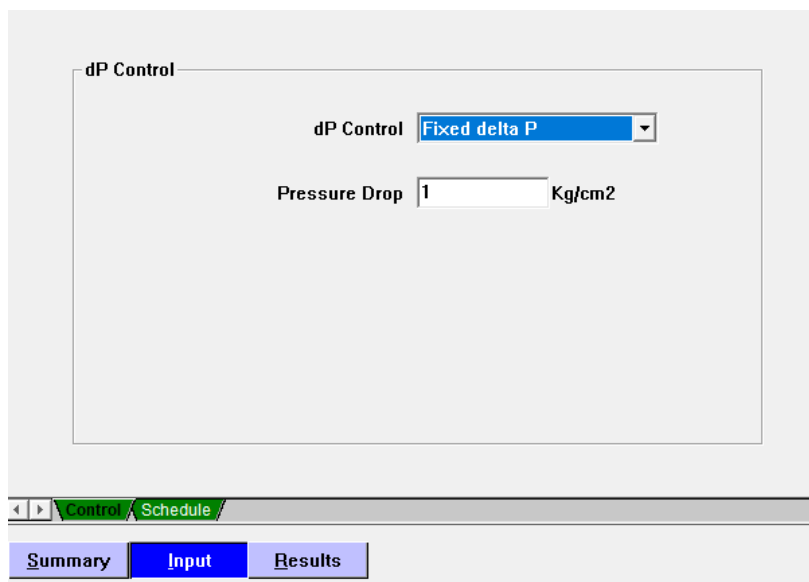


Рисунок 3.11 – Вкладка «Input» в модели штуцера

Целью настройки модели системы нефтесбора является подбор параметров модели таким образом, чтобы модель воспроизводила фактические параметры:

- буферные давления;
- давление на УПНГ;
- дебиты скважин.

Методика настройки сети сбора нефти включала в себя следующие шаги:

- подготовка исходных данных;
- подготовка модели и занесение данных в модель;
- проведение расчетов на модели;
- анализ результатов.

После занесения всех данных запускался пробный расчет, результаты которого сравнивались с фактическими данными. В качестве метрики точности настройки принимались давления на источниках, которые сравнивались с фактическими буферными давлениями. В качестве промежуточного контроля использовались значения давлений на крановых узлах.

Для целей проверки настройки моделей системы сбора с учетом отработанных замечаний экспертизы были выполнены ретроспективные расчеты. Сводные результаты проверки и анализа приведены ниже (Рисунок 3.12).

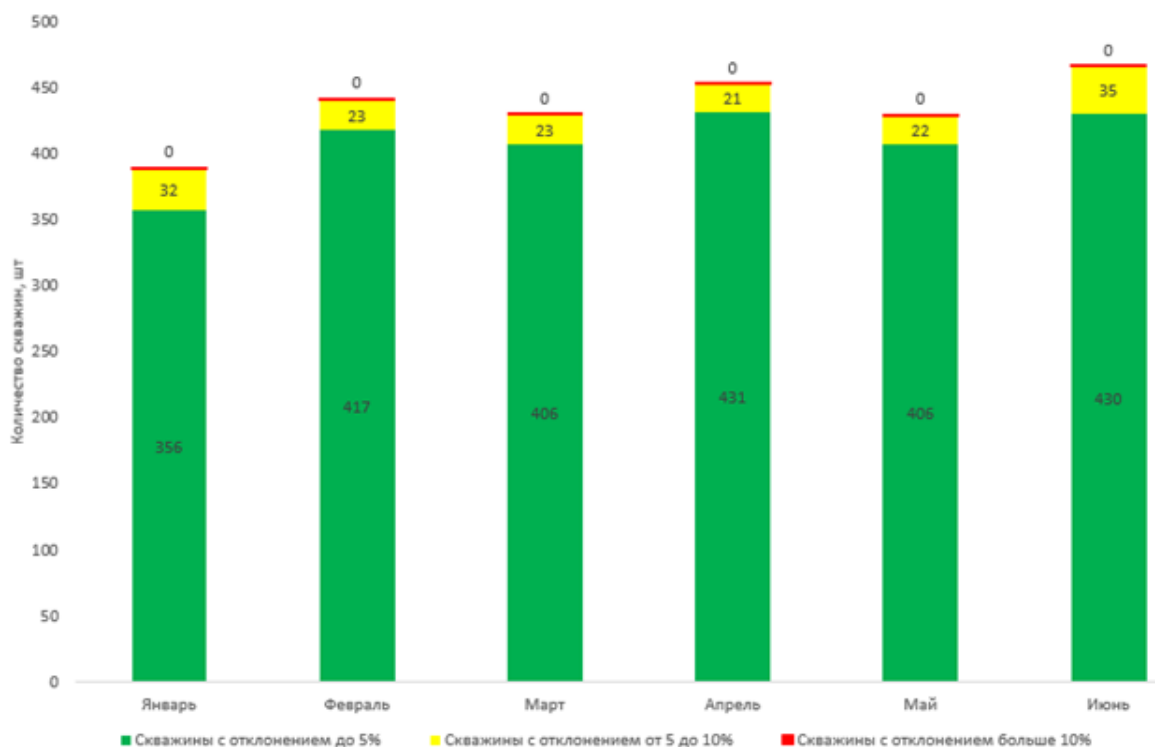


Рисунок 3.12 – Результаты ретроспективного анализа точности настройки давлений в модели системы сбора.

Далее в каждом источнике задавался дебит нефти (потоки жидкости и газа рассчитываются GAP на основании значений обводненности и газового фактора). На сепараторах задавались следующие значения давлений, соответствующие давлениям на входе в УПНГ(БВНХ):

$$\text{ТЛ-1(КНД)} = 15.6 \text{ кгс/см}^2;$$

$$\text{ТЛ-1(КВД)} = 32.9 \text{ кгс/см}^2;$$

$$\text{ТЛ-2} = 15.3 \text{ кгс/см}^2;$$

$$\text{ТЛ-3(КНД)} = 15.5 \text{ кгс/см}^2;$$

$$\text{ТЛ-3(КВД)} = 32.75 \text{ кгс/см}^2;$$

$$\text{ТЛ-4} = 15.75 \text{ кгс/см}^2.$$

### 3.2.4 Построение моделей скважин

Данные, которые необходимо занести в PROSPER для создания модели добывающей скважины, делятся на 5 секций:

- Options Summary (общие сведения о скважине);
- PVT Input Data (свойства флюида);
- IPR Data (индикаторная диаграмма);
- Equipment Data (конструкция скважины и колонна НКТ);
- Gaslift/ESP Input Data (данные о газлифтном оборудовании или ЭЦН в зависимости от способа эксплуатации).

Далее рассматривается пример построения модели скважины 1392 ВУ ОНГКМ. Остальные модели добывающих скважины построены аналогичным образом.

В секции «Options Summary» (Рисунок 3.13) были занесены общие сведения о скважине.

The screenshot shows the 'System Summary (1392.out)' window with the following sections and values:

- Fluid Description:**
  - Fluid: Oil and Water
  - Method: Black Oil
  - Separator: Single-Stage Separator
  - Emulsions: No
  - PVT Warnings: Disable Warning
  - Water Viscosity: Use Default Correlation
  - Viscosity Model: Newtonian Fluid
- Calculation Type:**
  - Predict: Pressure and Temperature (on land)
  - Model: Rough Approximation
  - Range: Full System
- Brine Modelling:**
  - Brine Properties Correlation: Default
- Well:**
  - Flow Type: Tubing Flow
  - Well Type: Producer
- Well Completion:**
  - Type: Open Hole
  - Sand Control: None
- Artificial Lift:**
  - Method: Gas Lift (Continuous)
  - Type: Friction Loss In Annulus
- Reservoir:**
  - Inflow Type: Single Branch
  - Gas Coning: No
- User information:**
  - Company: Gazpromneft-Orenburg
  - Field: VU ONGKM
  - Location:
  - Well: 1392
  - Platform: 29
  - Analyst:
  - Date: 15 мая 2019 г.
- Comments (Ctrl-Enter for new line):**
  -

Рисунок 3.13 – Секция «Options Summary»

В секцию «PVT Input Data» (Рисунок 3.14) была импортирована созданная в рамках Фазы 1 Проекта PVT-модель флюида.

Point	Pressure (Kg/cm2 g)	Gas Oil Ratio (Sm3/Sm3)	Oil FVF (m3/Sm3)	Oil Viscosity (mPa.s)
1	0	0	1.01057	6.31312
2	14.7865	10.193	1.03524	4.74562
3	29.5731	21.3094	1.06188	4.08871
4	44.3596	32.6163	1.08889	3.5518
5	59.1461	44.1012	1.11612	3.09692

Рисунок 3.14 – Секция «PVT Input»

В секции «IPR Data» (Рисунок 3.15) были заданы пластовые параметры по скважине для построения индикаторной диаграммы (Рисунок 3.16). Пластовое давление, коэффициент продуктивности и обводненность были взяты из технологического режима добывающих скважин на июнь 2020 года. Газовый фактор из ШТР на дату актуализации, пластовая температура из PVT-свойств флюида. Коэффициент продуктивности может изменяться при настройке модели.

Рисунок 3.15 – Секция «IPR Data»

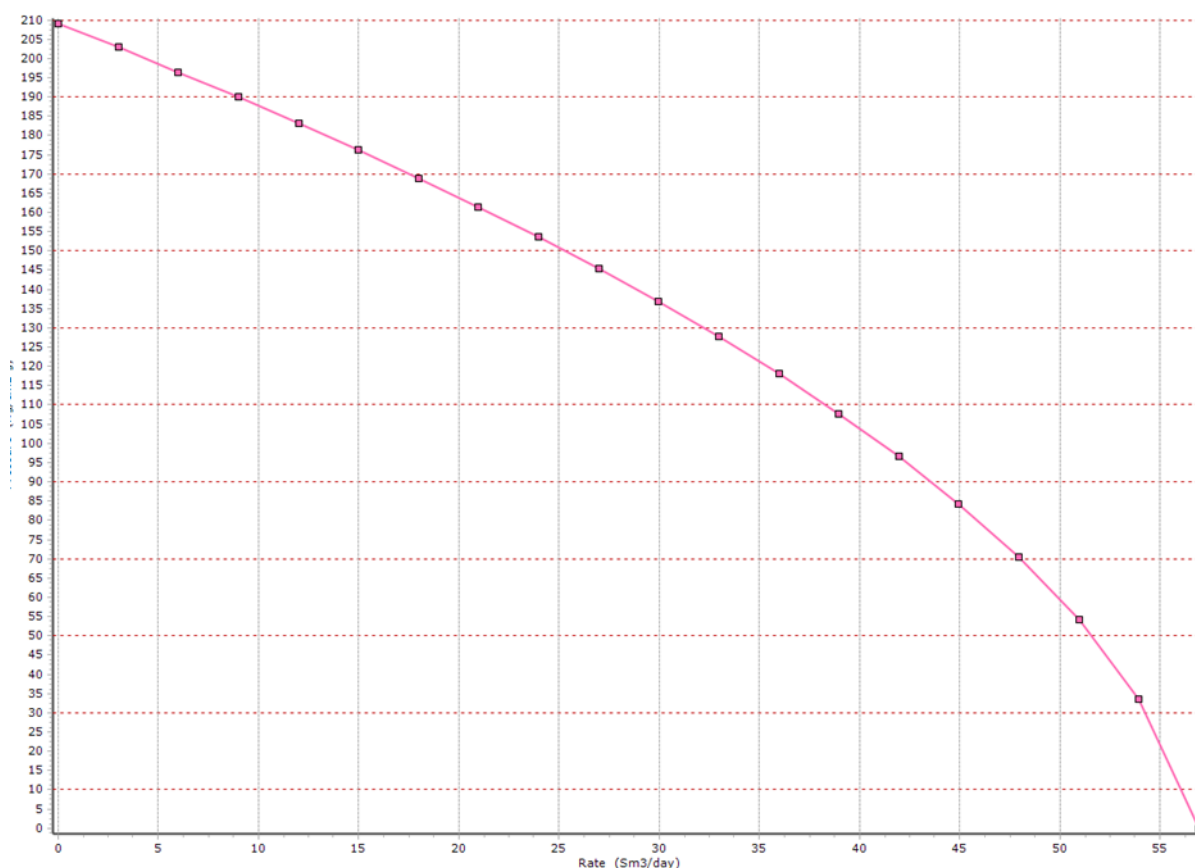


Рисунок 3.16 – Индикаторная диаграмма

Секция «Equipment Data» состоит из нескольких разделов (Рисунок 3.17).

EQUIPMENT DATA	
Deviation Survey	<input checked="" type="checkbox"/>
Surface Equipment	<input type="checkbox"/>
Downhole Equipment	<input checked="" type="checkbox"/>
Geothermal Gradient	<input checked="" type="checkbox"/>
Average Heat Capacities	<input checked="" type="checkbox"/>
Gauge Details	<input checked="" type="checkbox"/>

Рисунок 3.17 – Разделы секции «Equipment Data»

В разделе «Deviation Survey» была занесена инклинометрия в формате MD/TVD (MD – Measured Depth, глубина по стволу скважины; TVD – True Vertical Depth, глубина по вертикали от нулевой отметки земли). При занесении данных использовалась функция «Filter» (Рисунок 3.18). Эта функция позволяет преобразовать исходную инклинометрию, которая имеет

значения через каждый метр или 10 метров, в инклинометрию, состоящую не более чем из 20 значений (Рисунок19). Все основные точки изгиба траектории скважины учитываются (Рисунок 3.20). Эта процедура позволяет оптимизировать скорость расчетов в PROSPER.

DEVIATION SURVEY FILTER (1392.out)

Done Cancel Main Plot Help

Filter

Raw Data Type: MD / TVD

Initial Filter Angle: 2 degrees

Angle Step: 0.5 degrees

Max. Number of Points: 18

Actual Filter Angle: 4.8 degrees

Reset Filter Transfer

Calculate Angle

Raw Data

Point	Measured Depth (m)	True Vertical Depth (m)	Angle (degrees)
1	0	0	
2	100	100	
3	200	200	
4	300	299.99	
5	400	399.97	
6	500	499.96	
7	600	599.95	
8	700	699.95	
9	800	799.92	
10	900	899.83	
11	950	949.75	
12	1000	999.6	
13	1100	1099.25	
14	1120	1119.17	
15	1200	1198.87	
16	1250	1248.67	
17	1300	1298.49	
18	1350	1348.4	
19	1400	1398.35	
20	1450	1448.31	
21	1600	1598.27	
22	1650	1648.27	
23	1700	1698.27	
24	1710	1708.27	
25	1720	1718.26	
26	1730	1728.24	
27	1740	1738.19	
28	1750	1748.1	
29	1760	1757.92	
30	1770	1767.6	
31	1780	1777.09	
32	1790	1786.29	
33	1800	1795.09	

Filtered Data

Point	Measured Depth (m)	True Vertical Depth (m)
1	0	0
2	900	899.83
3	950	949.75
4	1760	1757.92
5	1780	1777.09
6	1800	1795.09
7	1810	1803.44
8	1830	1818.72
9	1850	1831.77
10	1870	1842.78
11	1905	1859.96
12	1920	1865.71
13	1965	1880.01
14	1980	1883.02
15	2045	1889.66
16	2120	1893.84
17	2200	1892.24
18	2211	1892.07
19		
20		

Рисунок 3.18 – Функция «Filter» для преобразования инклинометрии

DEVIATION SURVEY (1392.out)

Done Cancel Main Help Filter Plot

MD <-> TVD

Calculate

Input Data

Point	Measured Depth (m)	True Vertical Depth (m)	Cumulative Displacement (m)	Angle (degrees)
1	0	0	0	0
2	900	899.83	17.492	1.11365
3	950	949.75	20.3193	3.24157
4	1760	1757.92	74.7367	3.85214
5	1780	1777.09	80.4386	16.5644
6	1800	1795.09	89.1564	25.8419
7	1810	1803.44	94.6589	33.3841
8	1830	1818.72	107.563	40.1819
9	1850	1831.77	122.719	49.2696
10	1870	1842.78	139.416	56.5987
11	1905	1859.96	169.909	60.603
12	1920	1865.71	183.763	67.4597
13	1965	1880.01	226.431	71.4714
14	1980	1883.02	241.126	78.424
15	2045	1889.66	305.785	84.1368
16	2120	1893.84	380.669	86.805
17	2200	1892.24	460.653	91.146
18	2221	1892.07	481.652	90.4638
19				

Рисунок3.19 – Преобразованная инклинометрия

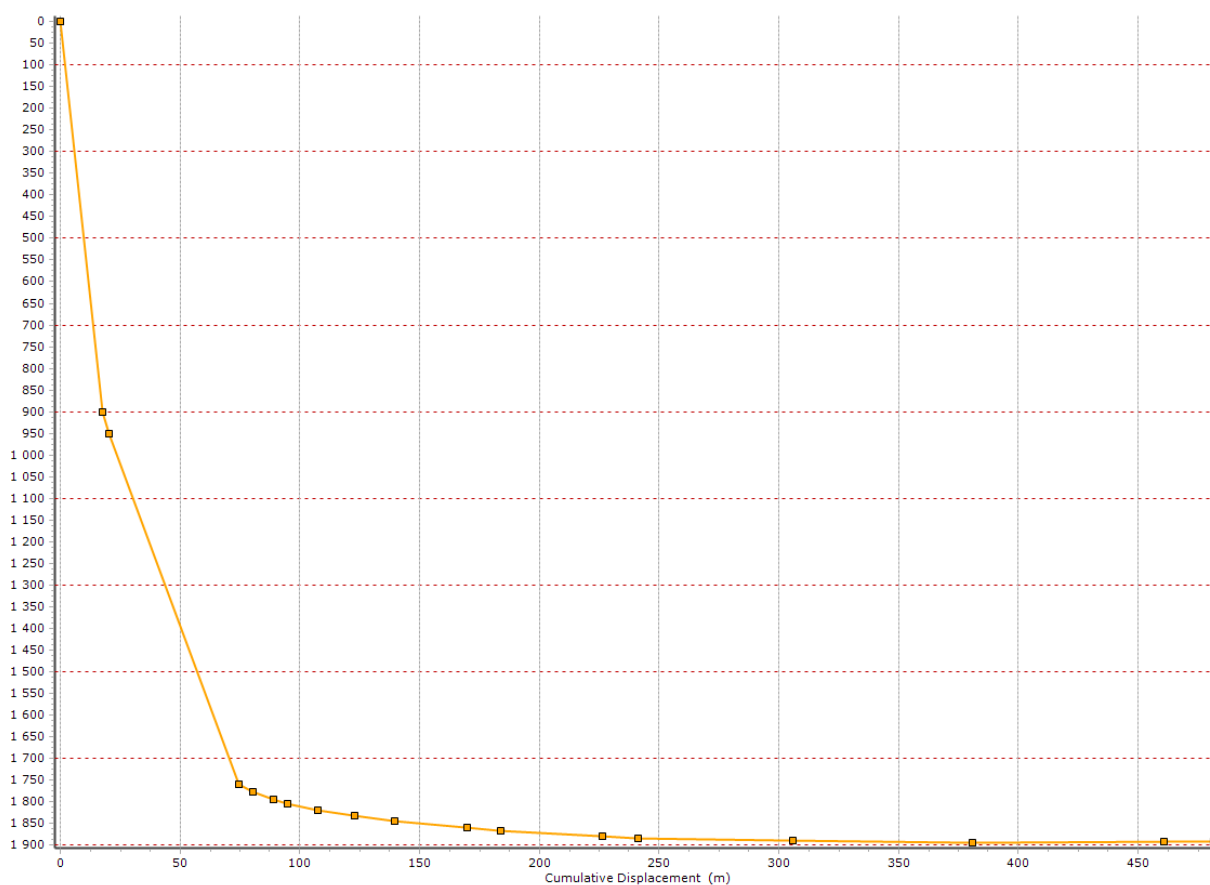


Рисунок 3.20 – Графическое представление инклинометрии по скважине

В разделе «Downhole Equipment» (Рисунок 3.21) для фонтанных скважин и скважин, оборудованных ЭЦН, были заданы диаметр эксплуатационной колонны, диаметр и глубина спуска НКТ (значения взяты из технологического режима добывающих скважин).

Point	Label	Type	Measured Depth (m)	Tubing Inside Diameter (mm)	Tubing Inside Roughness (m)	Tubing Outside Diameter (mm)	Tubing Outside Roughness (m)	Casing Inside Diameter (mm)	Casing Inside Roughness (m)	Rate Multiplier
1		Xmas Tree	0							
2		Tubing	2221	62	1.524e-5	73	1.524e-5	159	1.524e-5	1
3										
4										
5										
6										
7										
8										
9										

Рисунок 3.21 – Раздел «Downhole Equipment» скважин ЭЦН

По газлифтным скважинам выполнялось подробное описание конструкции с занесением глубин всех клапанов (Рисунок 3.22).

Point	Label	Type	Measured Depth (m)	Tubing Inside Diameter (mm)	Tubing Inside Roughness (m)	Tubing Outside Diameter (mm)	Tubing Outside Roughness (m)	Casing Inside Diameter (mm)	Casing Inside Roughness (m)	Rate Multiplier
1		Xmas Tree	0							
2		Tubing	620	62	1.524e-5	73	1.524e-5	159	1.524e-5	1
3	Injection valve #1	Restriction		59.6						1
4		Tubing	1140	62	1.524e-5	73	1.524e-5	159	1.524e-5	1
5	Injection valve #2	Restriction		59.6						1
6		Tubing	1575	62	1.524e-5	73	1.524e-5	159	1.524e-5	1
7	Injection valve #3	Restriction		59.6						1
8		Tubing	1970	62	1.524e-5	73	1.524e-5	159	1.524e-5	1
9	OGOK	Restriction		59.6						1
10		Tubing	1980	62	1.524e-5	73	1.524e-5	159	1.524e-5	1
11	NPOK	Restriction		58						1
12		Tubing	1992	62	1.524e-5	73	1.524e-5	159	1.524e-5	1
13	Packer	Restriction		55						1
14	Funnel	Tubing	2220	62	1.524e-5	73	1.524e-5	159	1.524e-5	1
15										
16										
17										
18										
19										
20										
21										
22										
23										
24										
25										
26										
27										
28										
29										
30										
31										
32										

Рисунок 3.22 – Раздел «Downhole Equipment» газлифтных скважин



В разделе «Geothermal Gradient» было задано изменение температуры вокруг ствола скважины от устья до ВДП (Рисунок 23).

Point	Formation TVD (m)	Formation Measured Depth (m)	Formation Temperature (deg C)
1	0	0	9.7
2	1892.08	2220	37.5
3			
4			
5			
6			
7			

Рисунок 3.23– Раздел «Geothermal Gradient»

На устье температура задавалась в пределах 9,7 - 10°C. Варьирование температуры выполнялось с целью наиболее точного воспроизведения замеренного значения из данных по исследованию скважин. На глубине ВДП была задана пластовая температура. Коэффициент теплопередачи U-Value был задан значением по умолчанию.

В секции «Gaslift Input Data» была занесена информация по газлифтному оборудованию для 3 моделей газлифта: Fixed Depth of Injection, Valve Depth Specified и Multipoint (Рисунок 3.24-3.25).

Gaslift Input Data (1392.OUT)

Options

Gas Lift Type: No Friction Loss In Annulus, Friction Loss In Annulus, Model Safety Equipment

Gas Lift Method: Fixed Depth of Injection, Optimum Depth of Injection, Valve Depths Specified, Multipoint

Input Method: Use G.R. Injected, Use Injected Gas Rate

Gaslift Details

Gaslift Valve Depth (Measured)	1970	m
Injection Point	Injection Point is ORIFICE	
Orifice Diameter	3	mm
Thornhill-Craver DeRating	100	percent

Input Data

Gaslift Gas Gravity	0.661	sp. gravity
Mole Percent H2S	5.22	percent
Mole Percent CO2	2.13	percent
Mole Percent N2	2.71	percent
Injected Gas Rate	6.0001	1000Sm3/d

Рисунок 3.24 – Секция «Gaslift Input Data» (часть 1)

Gaslift Input Data (1392.OUT)

Options

Gas Lift Type: No Friction Loss In Annulus, Friction Loss In Annulus, Model Safety Equipment

Gas Lift Method: Fixed Depth of Injection, Optimum Depth of Injection, Valve Depths Specified, Multipoint

Input Method: Use G.R. Injected, Use Injected Gas Rate

Gaslift Details

Casing Pressure	50	Kg/cm2 g
dP Across Valve	7.031	Kg/cm2

Valve Positions

Point	Measured Depth (m)
1	620
2	1140
3	1575
4	1970
5	
6	
7	
8	
9	
10	

Рисунок 3.25 – Секция «Gaslift Input Data» (часть 2)

Для заполнения раздела Multipoint секции Gaslift Input Data использовались данные сводной таблицы по подземному оборудованию газлифтных скважин (Рисунок 3.26).

Gaslift Input Data (1392.OUT)

Done Cancel Export Report Transfer Help

Options

Gas Lift Type: No Friction Loss In Annulus  
Friction Loss In Annulus

Gas Lift Method: Fixed Depth of Injection  
Optimum Depth of Injection  
Valve Depths Specified  
Multipoint

Input Data

Gaslift Gas Gravity: 0.661 sp. gravity

Mole Percent H2S: 5.22 percent

Mole Percent CO2: 2.13 percent

Mole Percent N2: 2.71 percent

Gaslift Details

Casing Pressure: 50 Kg/cm2 g

Point	Measured Depth (m)	Number Of Valves	Valve Type	Model	De-rating (percent)	Dome Pressure (Kg/cm2 g)	R-Value	Port Size (mm)	Manufacturer	Manufacturer Type	Select Valve
1	619.963	1	Valve	Petex	100	82.0036	0.0428	3.175	Weatherford	R-ID - Monel	Database
2	1139.95	1	Valve	Petex	100	85.0037	0.0428	3.175	Weatherford	R-ID - Monel	Database
3	1574.9	1	Valve	Petex	100	86.0037	0.0658	3.96875	Weatherford	R-ID - Monel	Database
4	1969.92	1	Orifice		100			3			
5											
6											
7											
8											
9											
10											

Рисунок 3.26 – Секция «Gaslift Input Data» (часть 3)

## Раздел Multipoint и Multipoint Quicklook

Занесение информации в соответствующие разделы приведено на рисунках ниже (Рисунок 3.27-3.28).

QUICKLOOK DIAGNOSTIC (1392.OUT) (Matched PVT)

Done Cancel Calculate Export Results Transfer Help

Valve Details

TRIO -> Dome Transfer Valves Reset Valves Reset Results

Surface Measurements

Measurement	Units	Minimum	Maximum
Tubing Head Pressure	(Kg/cm2 g)	21	
Tubing Head Temperature	(deg C)	10	
Liquid Rate	(Sm3/day)	14	
Water Cut	(percent)	28	
Total Gas Rate	(1000Sm3/d)	18.3664	
Gas Injection Rate	(1000Sm3/d)	10	
Casing Head Pressure	(Kg/cm2 g)	81	

Flowing Measurements

Point	Measured Depth (m)	Minimum Pressure (Kg/cm2 g)	Maximum Pressure (Kg/cm2 g)
1	2100	50	
2			
3			
4			
5			
6			
7			

Input Data

Injection Point: Injection Point is ORIFICE

Orifice Diameter: 3 mm

Injection Depth (Measured): 1970 m

Thornhill-Craver DeRating % - Orifice: 100 percent

Vertical Lift Correlation: Petroleum Experts 2

Dome Pressure Correction > 1200psig: Yes

Static Measurements

Point	Measured Depth (m)	Static Pressure (Kg/cm2 g)
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		

Valve Details

Point	Valve Type	Measured Depth (m)	Port Size (mm)	R Value	Dome Pressure (Kg/cm2 g)	Opening Pressure (Kg/cm2 g)	Closing Pressure (Kg/cm2 g)	Valve Temperature (deg C)	Tubing Pressure (Kg/cm2 g)	Gas Injection Pressure (Kg/cm2 g)
1	Casing Sensitive	620	3	0.042	82					
2	Casing Sensitive	1140	3	0.042	85					
3	Casing Sensitive	1575	4	0.066	86					
4										
5										
6										
7										
8										
9										

Рисунок 3.27 – Раздел Quicklook секции Analysis Summary

MULTI-POINT QUICKLOOK DIAGNOSTIC (1392.OUT) (Matched PVT)

Done Cancel Calculate Export Results Transfer Help

Valve Details  
TBO -> Dome Transfer Valves Reset Valves Reset Results

Surface Measurements

Measurement	Units	Minimum	Maximum
Tubing Head Pressure	(Kg/cm2 g)	21	
Tubing Head Temperature	(deg C)	10	
Liquid Rate	(Sm3/day)	14	
Water Cut	(percent)	28	
Total Gas Rate	(1000Sm3/d)	18.3664	
Gas Injection Rate	(1000Sm3/d)	10	
Casing Head Pressure	(Kg/cm2 g)	81	

Flowing Measurements

Point	Measured Depth (m)	Minimum Pressure (Kg/cm2 g)	Maximum Pressure (Kg/cm2 g)
1	2100	50	
2			
3			
4			
5			
6			
7			

Input Data

Thornhill-Craver DeRating % - Orifice 100 percent

Vertical Lift Correlation Petroleum Experts 2

Dome Pressure Correction > 1200psig Yes

Static Measurements

Point	Measured Depth (m)	Static Pressure (Kg/cm2 g)
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		

Valve Details

Point	Valve Name	Port Size (mm)	Model Type	R Value	Measured Depth (m)	Dome Pressure (Kg/cm2 g)	Opening Pressure (Kg/cm2 g)	Closing Pressure (Kg/cm2 g)	Valve Temperature (deg C)	Tubing Pressure (Kg/cm2 g)	Gas Injection Pressure (Kg/cm2 g)
1	Weatherford Casing Sensitive R-ID Monel	3.175	Thornhill Craver	0.0428	620	82					
2	Weatherford Casing Sensitive R-ID Monel	3.175	Thornhill Craver	0.0428	1140	85					
3	Weatherford Casing Sensitive R-ID Monel	3.175	Thornhill Craver	0.0428	1575	86					
4	Orifice	3	Thornhill Craver		1970						
5											
6											
7											
8											

Рисунок 3.28 – Раздел Multipoint Quicklook секции Analysis Summary

### 3.2.5 Настройка моделей скважин

Настройка моделей скважин выполнялась на набор исходных данных, сформированный на основе ШТР, технологического режима, результатов исследований КСД.

Для более точной настройки рекомендуется использовать данные синхронных замеров. Секция «VLP/IPR Matching» представлена на рисунке 3.29.

Done Cancel Help Export Import Report

Estimate U Value Correlation Comparison Match VLP VLP / IPR QuickLook

Rate Type Liquid Rate

Adjust IPR  
Adjust IPR

Match Data

Test	Test Point Date	Test Point Comment	Tubing Head Pressure (Kg/cm2 g)	Tubing Head Temperature (deg C)	Water Cut (percent)	Liquid Rate (Sm3/day)	Gauge Depth (Measured) (m)	Gauge Pressure (Kg/cm2 g)	Reservoir Pressure (Kg/cm2 g)	Gas Oil Ratio (Sm3/Sm3)	GOR Free (Sm3/Sm3)	Gaslift Gas Rate (1000Sm3/d)	Injection Depth (Measured) (m)	Casing Head Pressure (Kg/cm2 g)
1	21.05.2019	18 mm	22	23	0	30	2100	47.15	206	430	0	9.78	1970	62

Рисунок 3.29 – Секция «VLP/IPR Matching»

Используем следующие данные:

- Tubing Head Temperature, температура флюида на устье скважины (°C). Если есть замер по температуре на устье, то заносится он. Если нет, то заносится среднее значение по другим скважинам.
- Water Cut. Обводненность добываемой продукции (%). Для более точной настройки необходимо проводить определение обводненности при проведении замера  $P_{\text{заб}}$ .
- Liquid Rate. Дебит жидкости ( $\text{м}^3/\text{сут}$ ). Для более точной настройки необходимо проводить замер дебита жидкости при проведении замера  $P_{\text{заб}}$ .
- Gauge Depth (Measured). Глубина спуска датчика (м). По скважинам с УЭЦН задается глубина спуска насоса. По газлифтным скважинам указывается конечная глубина спуска прибора при замера  $P_{\text{заб}}$ .
- Gauge Pressure. Давление на датчике ( $\text{кг}/\text{см}^2$ ). Для скважин с ТМС задается значение из ШТР. По газлифтным скважинам указывается значение давления в конечной точке спуска прибора.
- Reservoir Pressure. Пластовое давление ( $\text{кг}/\text{см}^2$ ). Значение  $P_{\text{пл}}$  на ВДП из данных карты изобар.
- Gas Oil Ratio. Газовый фактор ( $\text{м}^3/\text{м}^3$ ). Для более точной настройки необходимо проводить замер дебита газа при проведении замера  $P_{\text{заб}}$ .
- GOR Free. Содержание газа, приходящего из газовой шапки ( $\text{м}^3/\text{м}^3$ ).

Параметры для настройки газлифтных скважин:

- Gaslift Gas rate. Расход закачки газлифтного газа. Для более точной настройки необходимо проводить замер расхода газлифтного газа при проведении замера  $P_{\text{заб}}$ .
- Injection Depth (Measured). Глубина нижнего клапана, через который газлифтный газ поступает в НКТ (м).
- Casing Head Pressure. Затрубное давление ( $\text{кг}/\text{см}^2$ ) на момент проведения исследования.

Параметры для настройки скважин, оборудованных УЭЦН

– Operating Frequency. Частота работы ЭЦН, (Гц). Информация заносится из ШТР.

– Pump Wear Factor. Коэффициент износа насоса (д. ед.). Изначально задается равным нулю. В дальнейшем может быть изменен при настройке скважины.

– Pump Intake Pressure. Давление на приеме насоса, (кг/см<sup>2</sup>). Значение давления на приеме насоса принимается равным давлению на ТМС, необходимо для визуального отображения на графике.

– Pump Discharge Pressure. Давление на выходе насоса (кг/см<sup>2</sup>). В связи с отсутствием фактических данных принимается равным давлению на приеме, значение необходимо для визуального отображения на графике.

#### 1. Уточнение коэффициента теплопередачи U-Value

Этот шаг выполняется путем нажатия кнопки «Estimate U Value» в секции «VLP/IPR Matching» (Рисунок0).

Test	Test Point Date	Test Point Comment	Tubing Head Pressure (kg/cm <sup>2</sup> g)	Tubing Head Temperature (deg C)	Water Cut (percent)	Liquid Rate (Sm <sup>3</sup> /day)	Gauge Depth (Measured) (m)	Gauge Pressure (kg/cm <sup>2</sup> g)	Reservoir Pressure (kg/cm <sup>2</sup> g)	Gas Oil Ratio (Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup> )	GOR Free (Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup> )	Gaslift Gas Rate (1000Sm <sup>3</sup> /d)	Injection Depth (Measured) (m)	Casing Head Pressure (kg/cm <sup>2</sup> g)
1	21.05.2019	18 mm	22	23	0	30	2100	47.15	206	430	0	9.78	1970	62

Рисунок 3.30 – Уточнение коэффициента теплопередачи U-Value

Данная процедура проводится только для скважин с замеренной устьевой температурой. По остальным скважинам, например оборудованным УЭЦН, U-Value принимается заданным по умолчанию.

Для настройки газлифтных и фонтанных скважин каждый замер проверяется через функцию Match VLP на выбранной корреляции, для него рассчитываются коэффициенты P1 (поправка на плотность жидкости) и P2 (поправка на трение). Далее производится усреднение значений коэффициента P1, попадающих в пределы 0,9 – 1,1. Если все значения выходят за допустимые пределы, принимаются граничные значения, 0,9 или 1,1 в зависимости от

полученных значений параметра  $P_1$ . Это значение попадает в модель в качестве значения коэффициента  $P_1$  и далее участвует во всех расчетах.

По результатам проведенных исследований влияния коэффициентов  $P_1$  и  $P_2$  на величину  $P_{\text{заб}}$  было выявлено незначительное изменение  $P_{\text{заб}}$  в процессе изменения  $P_2$ . Поэтому коэффициент  $P_2$  принимается равным 1.

Далее при принятом значении коэффициента  $P_1$ , выполняется последовательный расчет в Tubing Correlation Comparison по определению давления на глубине замера. Замеры, имеющие отклонение от расчетного значения более 5%, согласно требованиям Технического задания, не принимаются. Для них в столбец Test Point Comment в таблице VLP/IPR Matching ставится пометка «%название корреляции% matching failed».[30]

Для скважин, оборудованных УЭЦН есть возможность настройки с использованием коэффициент износа насоса и коэффициента сепарации газа, возможно два варианта настройки, в зависимости от наличия данных по профилю давления в НКТ:

1. При наличии данных по профилю давления, настройка производится в секции ESP Quicklook. В нее заносятся данные замера и давления в нескольких точках, замеренные на разной глубине, включая прием насоса и самую близкую точку к выкиду насоса. Далее проводится расчет от устья, оценивается отклонение расчетной кривой от замеренных точек. Сначала настраивается участок кривой выше насоса. Для этого варьируется коэффициент сепарации газа от 20% до 100% и коэффициент  $P_1$  (поправка на гравитацию) корреляции многофазного потока в пределах 0.9-1.1. После того, как участок над насосом настроен на замеренные давления, настраивается точка на приеме насоса с помощью коэффициента износа насоса. Коэффициент износа насоса принимается допустимым в пределах 0-30%. Изменение коэффициента износа насоса может повлиять на положение всей кривой распределения давления, так что после его подбора возможно потребуется еще незначительно изменить коэффициент сепарации газа и  $P_1$ . После воспроизведения кривой распределения давления при расчете от устья

она воспроизводится при расчете от забоя. Это возможно варьированием пластового давления и коэффициента продуктивности. Пластовое давление из карт изобар считается достоверным, поэтому выполняется подбор коэффициента продуктивности. В результате настройки расчеты от устья и забоя совпадают, модель скважины считается настроенной на замер профиля давления. Подобранные поправочные коэффициенты, коэффициент износа насоса и коэффициент сепарации газа считаются достоверными по результатам исследования и фиксируются для остальных синхронных замеров с давлением только на приеме насоса.

2. Если данные по профилю давления в НКТ отсутствуют, настройка производится на замер давления на приеме насоса. В таблицу VLP/IPR Matching заносится выборка синхронных замеров. Проводится предварительный расчет распределения давления от устья для каждого замера, вычисляются отклонения расчетного давления на приеме от фактического. Определяется группа замеров с единообразными отклонениями для дальнейшей настройки. Делается это с целью отсеивания аномальных замеров и воспроизведения наибольшего числа замеров. Далее проводится настройка на один из обозначенной группы замеров в секции ESP Quicklook по принципам, описанным выше. Варьируются все 3 параметра для настройки: коэффициент сепарации газа, поправка на гравитацию корреляции многофазного потока и коэффициент износа насоса. После этого все остальные замеры повторно рассчитываются и вычисляются отклонения по давлениям на приеме. При необходимости производится донастройка. Замеры, имеющие отклонение более 5%, согласно требованиям Технического задания, не принимаются, и в таблице VLP/IPR Matching отмечаются пометкой «disabled». Если для настройки корреляций под фактический замер требуется использовать большие значения поправок необходимо провести дополнительный анализ данных.



### 3.2.6 Ретроспективный анализ моделей скважин

Для целей проверки настройки моделей скважин были выполнены ретроспективные расчеты для воспроизведения замеров по скважинам с 2020г. Сводные результаты проверки и анализа приведены на рисунках 3.31-3.34).



Рисунок 3.31 – Воспроизводимость замеров на скважинах, оборудованных ЭЦН

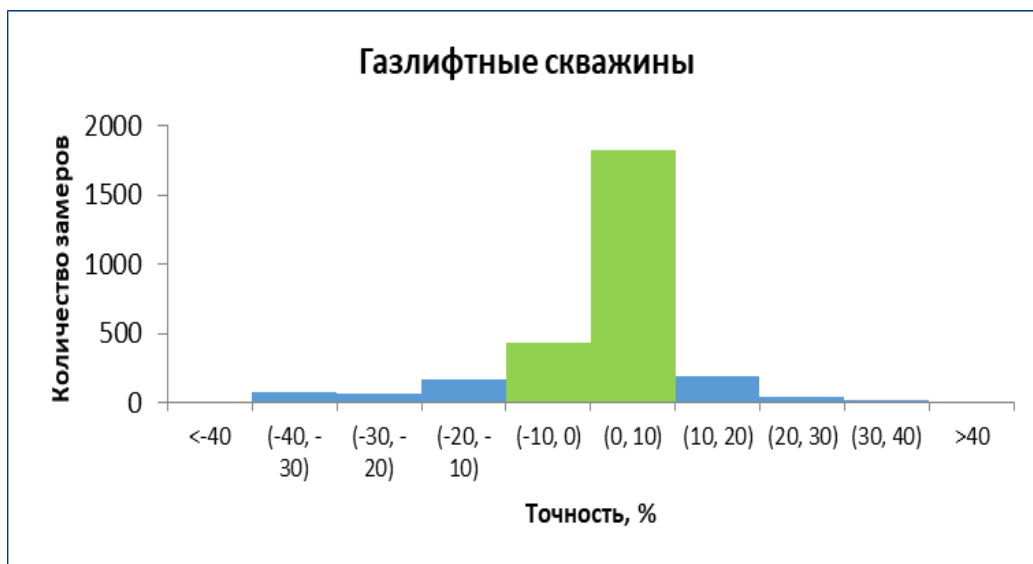


Рисунок 3.32 – Воспроизводимость замеров на газлифтных скважинах



Рисунок 3.33 – Воспроизводимость замеров на фонтанных скважинах



Рисунок 3.34 – Воспроизводимость замеров на газовых скважинах

В целом по результатам настройки и проверки моделей скважин на ретроспективных расчетах можно сделать следующие выводы:

1) Модели скважин настроены на результаты исследований КСД. Отличия по  $P_{заб}$  лежат в 10% коридоре для ретроспективных замеров и в 5% коридоре на целевую дату настройки.

2) Модели скважин рекомендуется использовать для выполнения прогнозных расчетов в соответствии с результатами экспертизы. Для выполнения оптимизационных расчетов и подбора оптимального режима работы скважин будет выполнена донастройка моделей в части настройки градиентов давления и температуры, а также секции Multipoint Quicklook в соответствии с подходами, описанными в разделах выше.

### 3.2.7 Проверка сходимости результатов расчета по скважинам

При подключении ГГДМ в состав ИМ из модели инфраструктуры GAP контрольным параметром, передаваемым для расчета ГГДМ, является дебит жидкости для нефтяных скважин и дебит газа для газовых скважин. Важным показателем стабильности расчета является сходимость забойного давления, получаемого в GAP и ГГДМ при одинаковых дебитах по жидкости/газу. При хорошей адаптации скважины в ГДМ на исторические показатели забойные давления в GAP и ГГДМ сходятся на первом расчетном шаге (рисунок 3.35), для некоторых скважин сходимость достигается через 2-3 расчетных шага.



Рисунок 3.35 – сопоставление параметров работы скважины в исторический и прогнозные периоды в ГГДМ и GAP

Для оценки воспроизводимости фактического уровня добычи проведено сравнение результата расчета первого прогнозного шага (01.02.2021) с производственным отчетом о работе нефтяных скважин на 01.02.2021 (МЭР). Результаты представлены на рисунке 3.36.

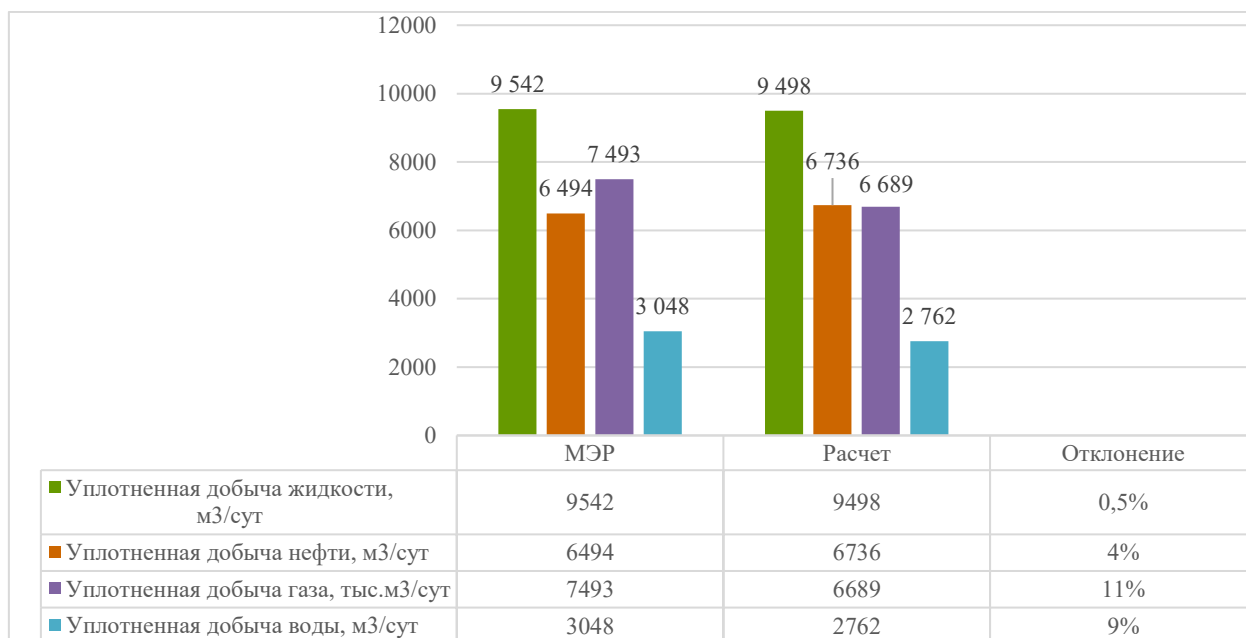


Рисунок 3.36 – Сопоставление расчетного и фактического уровня добычи на начало прогноза (01.02.2021)

На основании представленных диаграмм легко сделать вывод о высокой сходимости расчетов с фактическими значениями производственных показателей.

### 3.3 Сборка интегрированной модели

Необходимыми условиями интеграции моделей, входящих в состав интегрированной модели, являются:

- единые исходные данные с описанием структурных особенностей, используемые для построения всех моделей-элементов;
- единые фактические данные замеров давлений расходов и др., используемые для адаптации модели;
- единые граничные условия для расчета всей интегрированной модели;

– единая система измерения и обозначения используемых показателей и данных всех моделей-элементов;

– данные по потокам (температура, давление, расход компонентов) должны передаваться между различными моделями-компонентами без изменения для осуществления единства решений.

Узловой анализ – методика, лежащая в основе модели скважины. Расчет для добывающей скважины нефтяного месторождения, при имеющихся данных об устьевом давлении, обводненности, дебите и газовом факторе, из контроля по устьевому давлению переходит к контролю по забойному давлению. Это и есть выбор условий работы скважины. Пласт должен работать с дебитами, совместимыми с условиями течения в скважине.

Со стороны пласта приток описывается при помощи индикаторной диаграммы (inflow performance relationship – IPR). Со стороны скважины возможность поднять расход жидкости  $Q$  при забойном давлении  $P_{\text{заб}}$  описывается кривыми VLP (vertical lift performance) определяющими динамические характеристики потока флюида в трубах или VLP-таблицами, если расчет ведется с заранее сгенерированным набором VLP-кривых. Они применяются либо для расчета дебита, либо забойного давления при имеющейся конструкции скважины и свойствах флюида.

Соединение указанных выше подходов дает решение течения для скважины, представлено на рисунке 3.37.

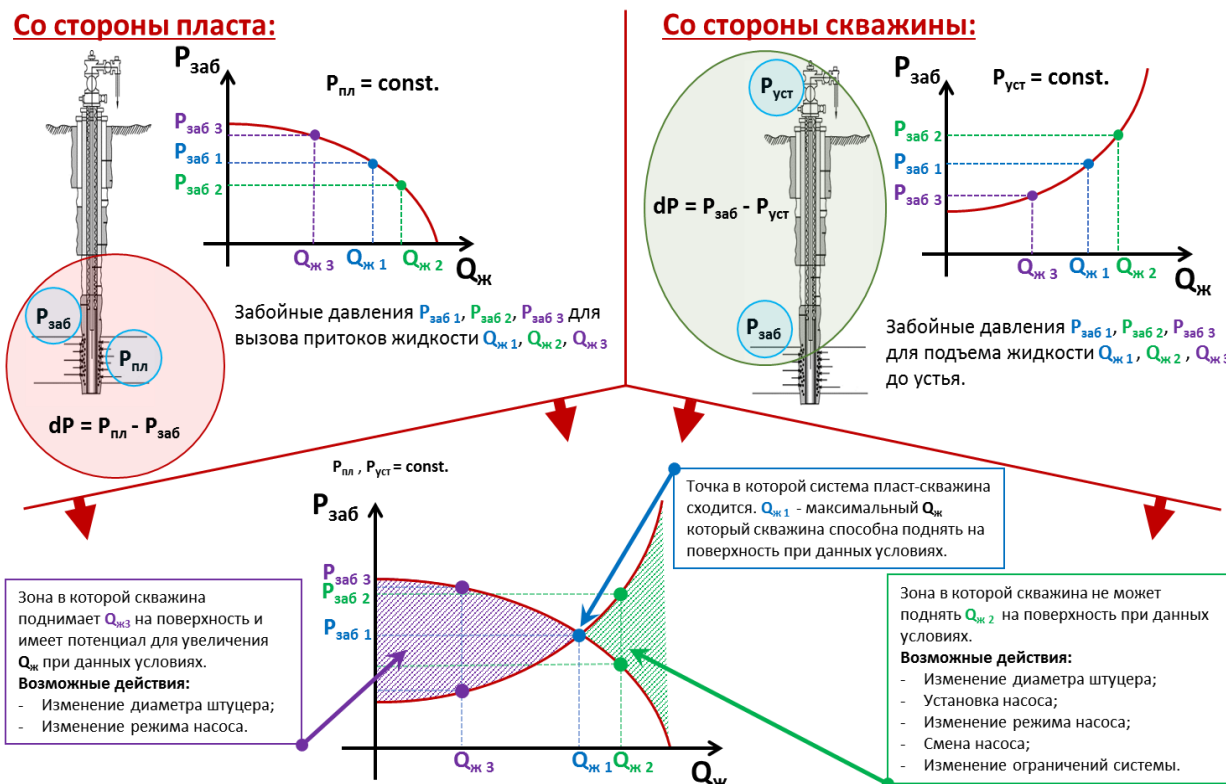


Рисунок 3.37 – Принцип работы интеграционного решения для информационной интегрированной модели

Если пересечения кривой притока (индикаторной диаграммы) с кривой гидравлической характеристики скважины (VLP кривой) нет, значит при заданном давлении добывать скважина не сможет и необходимо изменить параметры оборудования или запланировать мероприятия по увеличению продуктивности пласта.

Интеграция моделей скважин и наземной инфраструктуры аналогична указанной выше, за исключением отсутствия кривой притока на каждой стадии расчета. Исходным параметром для решения обратной задачи является давление на входе в систему подготовки.

От него по кривым гидравлических характеристик трубопроводов с предполагаемым дебитом  $Q$  по корреляции многофазного течения рассчитывается перепад давления по отдельному участку трубопровода. Таким образом, через все расчеты трубопроводов гидравлический симулятор высчитывает устьевое давление для каждой скважины, затем по VLP-

таблицам скважин рассчитывается забойное давление и, путем наложения текущей индикаторной диаграммы для конкретной скважины на VLP-кривую, симулятор получает предполагаемый дебит  $Q_i$ . Сумма таких дебитов должна давать в итоге предполагаемый  $Q$ . В случае несоответствия, происходит изменение  $Q$  и следующая итерация расчета.

При использовании модели материального баланса модель пласта каждый расчетный шаг передает одно значение пластового давления для всех скважин. Для целей прогнозирования рассчитано смещение пластового давления по скважине относительно средневзвешенного по залежи. Эта разница обозначается, как  $dP$  shift, и занесена в объекты скважин в интегрированной модели.

Разработанная и апробированная на выбранном добывающем активе интегрированная модель включает в себя 3 ключевых компонента: во-первых, модели скважин, описывающих перепад давления и температуры от забоя до устья каждой скважины при доставке газожидкостной смеси с учетом способа эксплуатации, внутрискважинного оборудования, инклинометрии и PVT-свойств флюидов. Во-вторых, совокупность моделей системы сбора + системы распределения газлифтного газа + ППД, которые описываются перепадом давления и температуры от устьев скважин до объектов подготовки/сдачи продукции с учетом профилей и геометрии наземных трубопроводов, объектами инфраструктуры, взаимовлиянием систем нефтесбора и распределением газлифтного газа. Третьим компонентом является гидродинамическая модель подземного резервуара, отражающая состояние пласта в каждый временной шаг (запасы, пластовое давление, PVT свойства), продуктивность скважин и их взаимовлияние с учетом расположения, накопленной добычи/закачки флюида.

На рисунке 3.38 представлен состав созданной интегрированной модели выбранного Актива.

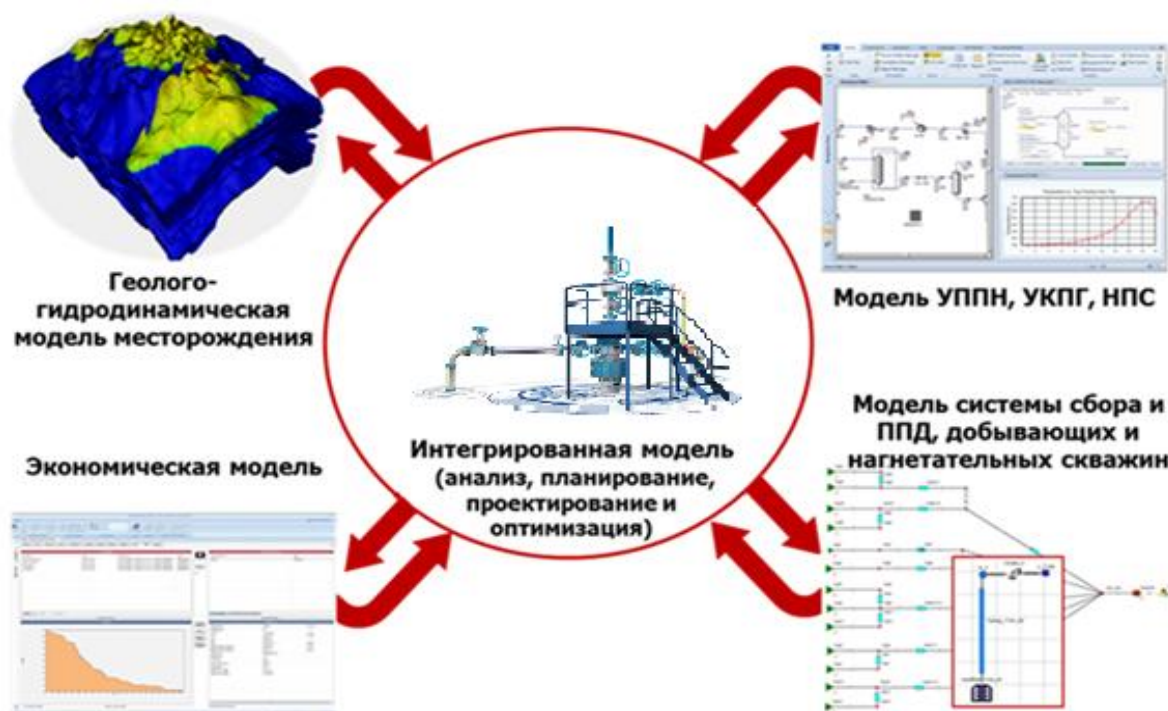


Рисунок 3.38 - Состав созданной интегрированной модели выбранного Актива.

При создании и настройке модели пласта, каждая скважина снабжается кривыми относительной фазовой проницаемости для воспроизведения газового фактора и обводненности, отличных от средних значений по залежи. При интеграции модели пласта коэффициенты, характеризующие эти кривые, передаются в модель GAP.

### 3.4 Прикладные программные модули, разработанные в рамках научного исследования

С учетом широкого спектра задач по управлению эксплуатацией месторождения, а также для обеспечения эффективного применения информационной интегрированной модели при выборе и оценке геолого-технических мероприятий на добывающем фонде скважин был разработан программный комплекс автоматизации управленческих процессов «Промысел».



Состав и примеры экранных форм программного комплекса автоматизации управленческих процессов представлен на рисунке 3.39.

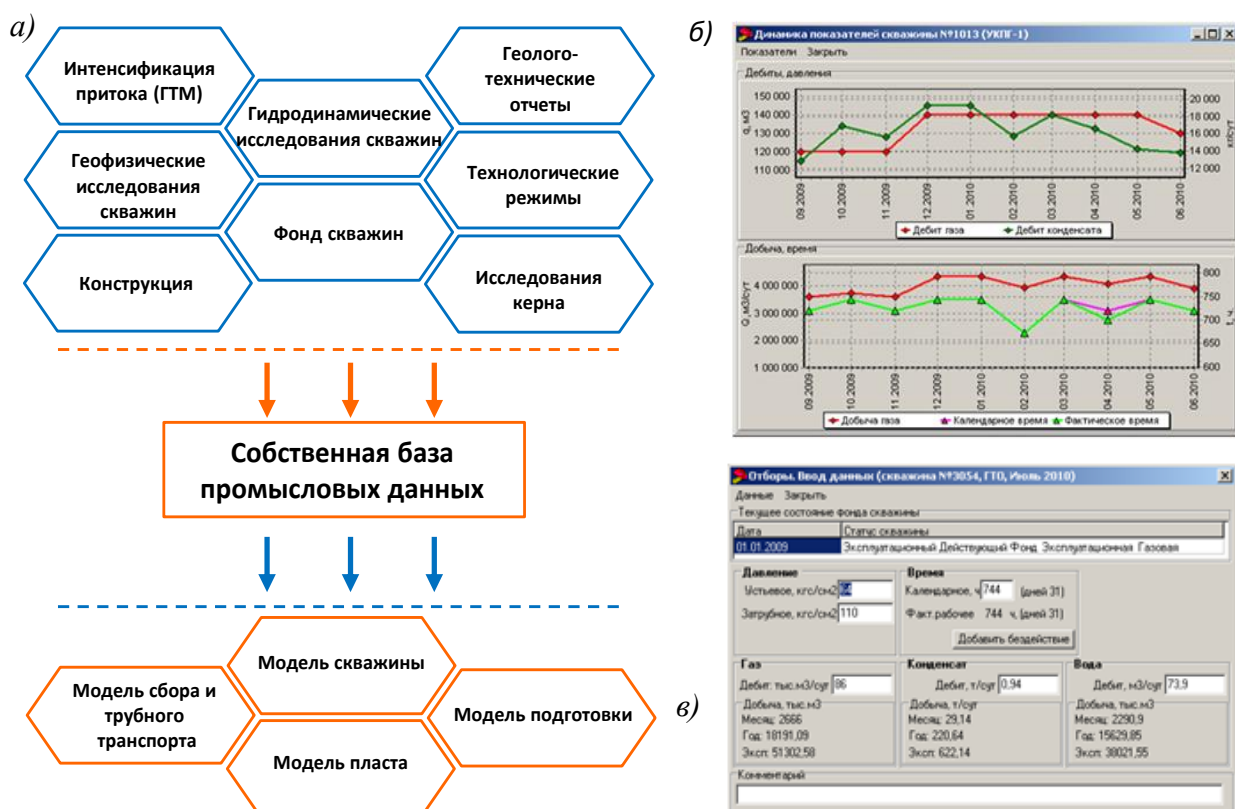


Рисунок 3.39 – Состав программного комплекса автоматизации управленческих процессов(а), экранные формы графического отображения динамики показателей(б) и внесения параметров геолого-технических мероприятий (в).

Дополнительно к программному комплексу была разработана и апробирована на производстве база данных геолого-промысловой информации, включающая информацию с 2010 года по дебитам нефти, газа, конденсата, воды, бездействию скважин и замерам давления на устье и т.д. База данных позволяет формировать регламентные и произвольные отчеты по различным критериям. Визуализация повышает качество данных на этапе ввода информации, показывает все отклонения от нормальной работы скважины.

Использование базы данных повышает достоверность и качество данных, используемых для анализа эксплуатации месторождения, прогнозных расчетов, и позволит увеличить обоснованность принятия технологических режимов работы скважин и решений по проведению геолого-технических мероприятий, появится возможность рассчитывать количество проводимых работ, исследований и контролировать планы выполнения данных работ. База данных позволяет производить необходимые добывающему предприятию расчеты, формировать регламентные и произвольные отчеты по различным критериям. Визуализация повышает качество данных на этапе ввода информации, показывает все отклонения от нормальной работы скважины.

Далее представлены разработанные в рамках научной работы модули программного комплекса «Промысел».

#### 3.4.1 Интеллектуальная система поддержки принятия решения о выборе геолого-технических мероприятий для всех типов скважин

Является независимой программой для ЭВМ, используется отдельно от других программа, включен в состав Программного комплекса «Промысел». Интеллектуальная СППР о выборе геолого-технических мероприятий для всех типов скважин (Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2017611590, 06.02.2017г) предназначена для обеспечения эффективной работы отделов геологии и разработки, ЦДНГ, отделов повышения нефтеотдачи, лабораторий контроля над разработкой ЦНИПР [31].

С учетом широкого спектра задач по управлению эффективностью эксплуатации месторождения, требующих оперативного анализа большого количества разноплановой информации, в общую структуру разрабатываемой системы были интегрированы модули для работы со следующими данными по: конструкции скважин, оборудованию (с отборам текущих и накопленных данных), фонду скважин, исследованиям, проводимым на скважинах, системе сбора. На рисунке 3.40 представлен пример схемы одного из алгоритмов

функционирования системы управления эксплуатацией углеводородным месторождением.

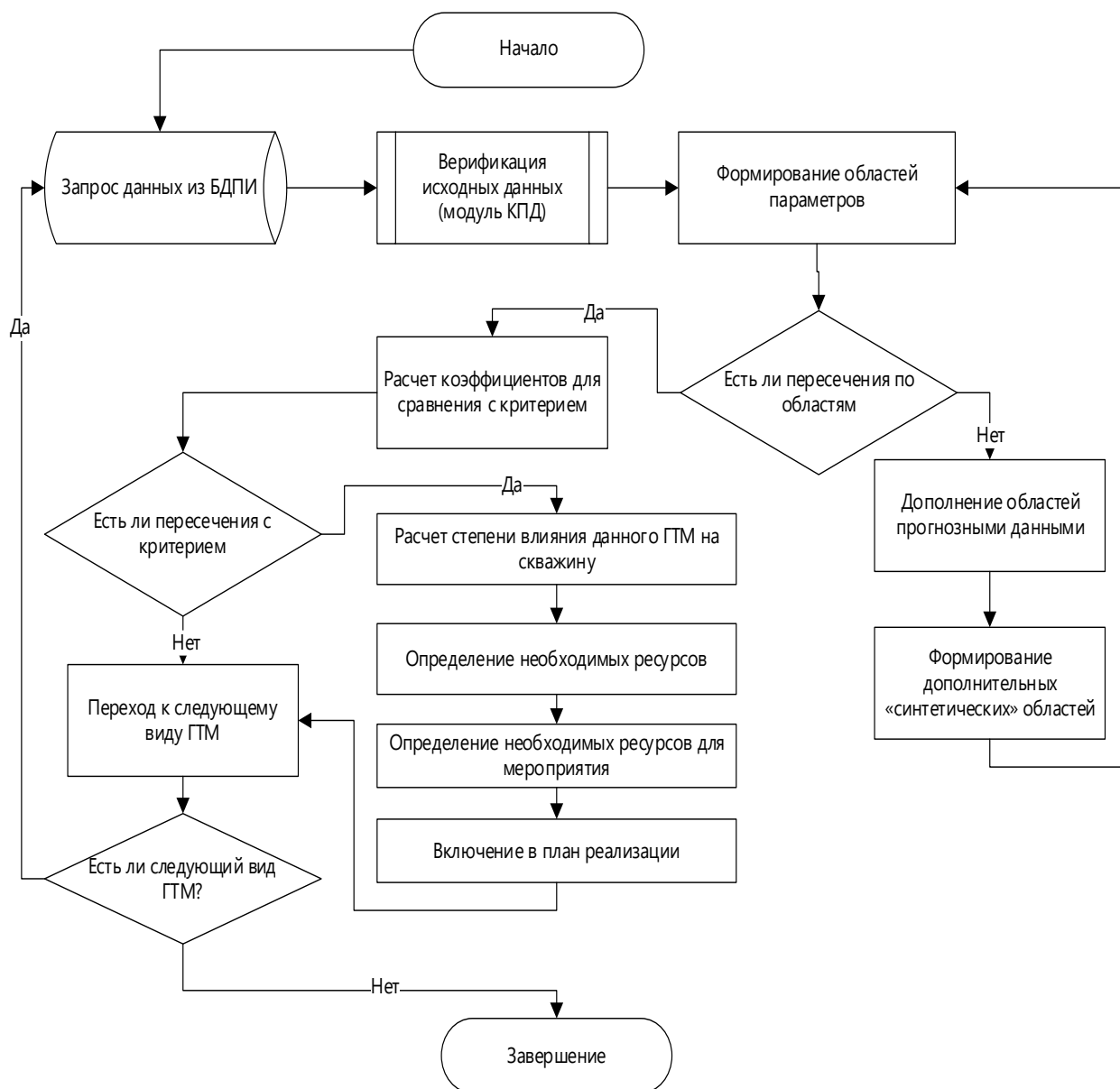


Рисунок 3.40 – Схема алгоритма управления выбором геолого-технического мероприятия

Система работает с хранилищем данных, специализированной для геолого-промысловых задач. Важным моментом является внедрение новых технологий при подборе геолого-технических мероприятий (ГТМ) на добывающих скважинах является необходимым для оптимизации

эксплуатации, обеспечения максимального конечного коэффициента извлечения и поддержания объемов добычи углеводородного сырья [32].

Для решения задачи программа обеспечивает построение базовых кривых добычи углеводорода, обводненности и добычи жидкости [33].

На рисунке 3.41 представлена экранная форма интеллектуальная система поддержки принятия решений по выбору геолого-технического мероприятия для газодобывающей скважины. В приложении В представлены часть блок-схем алгоритмов системы поддержки принятия решений.

Система обеспечивает построение базовых кривых добычи углеводородов, обводненности и добычи жидкости. Для указанных построений используются следующие схемы:

1. Составляющая эффекта за счет снижения обводненности принимается равной разности между прогнозом добычи углеводородов при фактических значениях отборов жидкости и прогнозом при указанном пользователе режиме отбора. Оставшаяся часть дополнительной добычи относится на счет эффекта от примененного ГТМ. В случае, если дополнительная добыча опускается до 0 или ниже, то эффект от ГТМ принимается равным 0. Из вышесказанного следует, что в режиме отбора по фактическим дебитам вся положительная дополнительная добыча будет отнесена за счет интенсификации (т.к. разность прогнозов будет нулевая), а вся отрицательная, как обычно – на счет уменьшения обводненности.

2. Базовый средний дебит есть прогноз отношения суммарной добычи скважин к суммарному времени работы. Считается именно дебит из добычи, а не наоборот, поэтому при постоянном дебите он не совпадает со средним арифметическим значением последних дебитов.

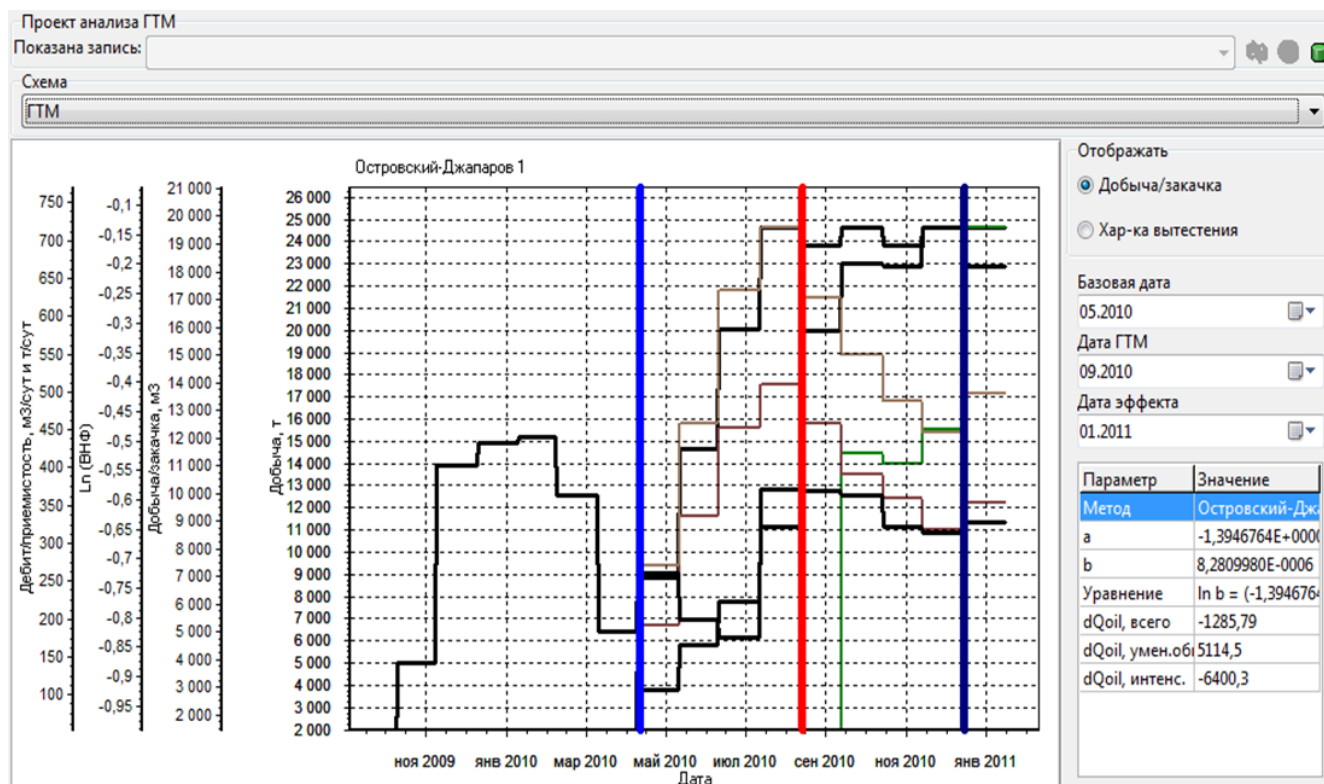


Рисунок 3.41 – Экранные формы разработанного программного обеспечения

На рисунках 3.42-3.53 представлены экранные формы разработанного программного обеспечения [34]

Вскрытие/Перекрытие. Ввод данных

Вскрытие/Перекрытие

Вид

Тип

Глубина

Начальная, м (MD)

Конечная, м (MD)

Даты установки

Дата начала 06.06.2008

Дата конца

Количество отверстий шт

Информация о проведенных работах

Комментарий

Сохранить

Отмена

Забой. Ввод данных

Забой

Вид

Тип

Глубина

Начальная, м (MD)

Конечная, м (MD)

Даты установки

Дата начала 06.06.2008

Дата конца

Глубина проходки, м

Информация о проведенных работах

Комментарий

Сохранить

Отмена

Оборудование. Ввод данных

Оборудование

Вид

Тип

Глубина

Начальная, м (MD)

Конечная, м (MD)

Даты установки

Дата начала 06.06.2008

Дата конца

Диаметр

Внутренний, мм

Внешний, мм

Информация о проведенных работах

Комментарий

Сохранить

Отмена

Вид	Тип
Вскрытие	Вторичная перфорация
	Перфорация
	Открытый ствол
Перекрытие	Висячий мост
	Фильтр
	Изоляция
Забой	проектный
	пробуренный
	отбитый
Крепь скважины	искусственный
	Шахтовое направление
	Направление
	Тех. колонна
	Кондуктор
Устьевое оборудование	Экспл. колонна
	Пусковая муфта
	Фонтанная арматура
	Ингибиторный клапан
	Винтовой насос
	Стоп кольцо
	Инжекционная опрессовка
	Газлифтный клапан
	Окно забуривания
	Клапан отсекатель
	Хвостовик НКТ
	Циркуляционный клапан
	НКТ
	Фильтр-хвостовик НКТ
	Фильтр на экспл. колонне
Струйный насос	
Подземное оборудование	Резин. уплотнение
	Пакер
	Хвостовик на экспл. колонне

Рисунок 3.42 – Внесение данных по конструкции

Вид

Пластовое

Буферное

Забойное

БВН

Затрубное

Шлейфа

Насыщения

Тип

Намеченный режим

Пересчет по устью

Глубинный замер

Технологический режим

Замер в динамике

Давление. Ввод данных

Вид давления

Тип давления

Организация

Глубина, м

Значение, кг/см<sup>2</sup>

Дата замера 06.06.2008

Время замера, ч

Температура, С

Информация о проведенных работах

Комментарий

Добавить

Давления

Дата замера

Значение, кг/см<sup>2</sup>

Тип

Время

Глубина

Организация

Давление. Ввод данных

Вид давления

Значение, кг/см<sup>2</sup>

Комментарий

Добавить

Намеченный режим

Вид

Тип

Значение

Организация

Комментарий

Польза

Выбрать для Тех.Режима

Список предложенных намеченных давлений

Рисунок 3.43 – Внесение замеров давления

110

№ п/п	№ скв.	Эксплуатационный объект	Пробуренный забой	Проход по НКТ	Интервал вскрытия	Вид вскрытия	Эксплуатационная колонна		НКТ		Р с т а т	Р п л а с т д а т а з а м е р а	Существующий режим					Намеченный режим											
							Диаметр	Глубина	Диаметр	Глубина НКТ последнего НКТ			Р б у ф з а т	Фактический дебит			Р з а б д е п р е с с и я	Давление				Намеченный дебит							
														газа	конденсата	воды		Р	Р	Р	Р		газа	конденсата	воды				
1	1001		1	1771	1752	перф	139.7-177.8	1771	76	1721	39	12.08.2008	47,5	21	20	13	0,05	0	34	13,5	21	20	19,5	19,3	13	0,05	0		
2	1015		1	1935	1851	перф	139.7	1900	76	1785	35,04	22.01.2009	41	21	20	13	0,05	0	24	17	21	20	19,5	19,3	13	0,05	0		
3	1025	-	1	2300	1664	ств	177.8	1518	62	1527	57,5	16.01.2009	70	32	33	40	0,17	0	39,3	30,7	31	33	22	21	42	0,16	0		
4	1051	-	1	2300	1427	ств	177.8	1427	62	1442	59	26.09.2008	73,4	26	41	10	0,07	0	50,4	23	26	41	22	21	10	0,04	0		
5	718		1	1780	1669	ств	177.8	1710	100	1755	32	17.01.2009	37,5	21	21	45	0,19	0	25,6	11,9	21	21	19,5	19	45	0,17	0		
6	719	1-*	1	1624	1413	ств	139.7-177.8	1396	76	1394	22	07.11.2007	113	21	23	5	0,02	0,1	110	3	21	23	19,5	19	5	0,02	0,1		
7	721		1	1760	1713	ств	177.8	1620	100	1723	39	17.01.2009	45,5	21	23	45	0,19	0	25	20,5	21	23	19,5	19	45	0,17	0		
8	724		1	1753	1731	ств	177.8	1631	100	1706	49	22.01.2009	62,6	27	40	13	0,05	0	43,4	19,2	27	40	22	21	13	0,05	0		
9	1006	1-	1,2	1830	1380	ств	139.7-177.8	1322	62	1395	49	22.01.2009	57	25	50	13	0,05	0	36	21	25	50	19,8	19	13	0,05	0		
Итого по 1 объекту												41,57		61,31	23,75	27,63	184,00	0,79	0,10	43,96	17,35	23,63	27,63	20,44	19,83	186,00	0,71	0,10	
Итого по 1+2 объекту												49,00		57,00	25,00	50,00	13,00	0,05	0,00	36,00	21,00	25,00	50,00	19,80	19,00	13,00	0,05	0,00	
Итого УМПГ												42,39		60,83	23,89	30,11	197,00	0,84	0,10	43,08	17,76	23,78	30,11	20,37	19,73	199,00	0,76	0,10	
												Давление ГТО			Отборы ГТО			Расчет			Расчет намеченного режима								

Рисунок 3.44 – Сводный отчет по технологическому режиму



**Карточка скважины №**

**География**

Регион

УКПГ

Сельсовет

**Скважина**

Название

Родительская скв.

Добывающий ствол

**Даты**

Начала бурения 10.10.2001

Окончания бурения 10.10.2002

Ввода в эксп. 10.10.2003

Начала продукции 10.10.2004

Дата ликвидации

**Движение по фонду**

Тип фонда

Статус скв.

Тип статуса

Присутствие воды

**Дочерние скважины(стволы)**

Название	Статус	Тип статуса

**Ствол скважины**

Экспл. объект

Тип ствола

Альтитуда,м

Пробур. забой,м

Начало гор.ствола,м

Длина гор.ствола,м

Рисунок 3.45 – Окно карточки скважины

**Просмотр конструкции скважины (УКПГ - )**

Правка Вид Закрывать

Оборудование Вскрытие/Перекрытие Забой Геология Инклинометрия

Тип оборудования	Дата начала	Дата окончания	Нач.глубина,м	Кон.глубина,м	Внут.диаметр,мм	Внеш.диаметр,мм	Тип работы	Комментарий

Рисунок 3.46 – Окно просмотра оборудования

**Просмотр конструкции скважины (УКПГ - )**

Правка Вид Закрывать

Оборудование Вскрытие/Перекрытие Забой Геология Инклинометрия

Тип	Дата начала	Дата окончания	Нач.глубина,м	Кон.глубина,м	Кол-во отверстий,шт	Тип работы	Комментарий

Рисунок 3.47 – Окно просмотра вскрытия/перекрытия объектов.



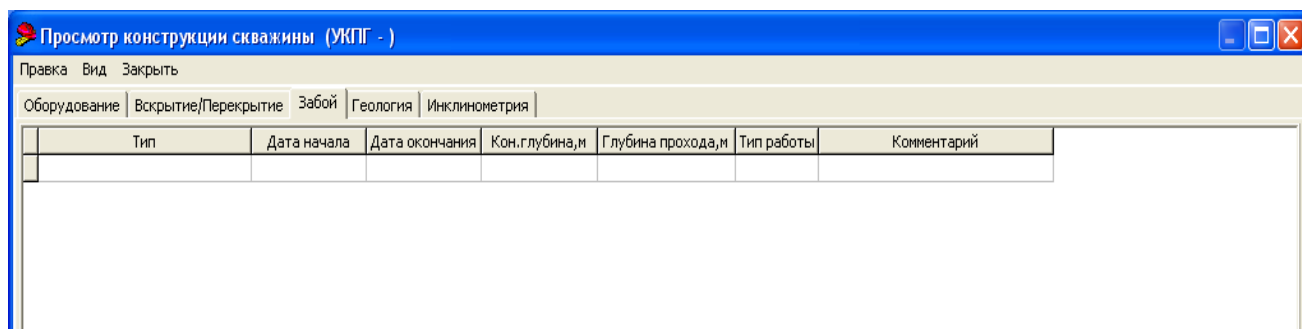


Рисунок 3.48 – Окно просмотра забоя

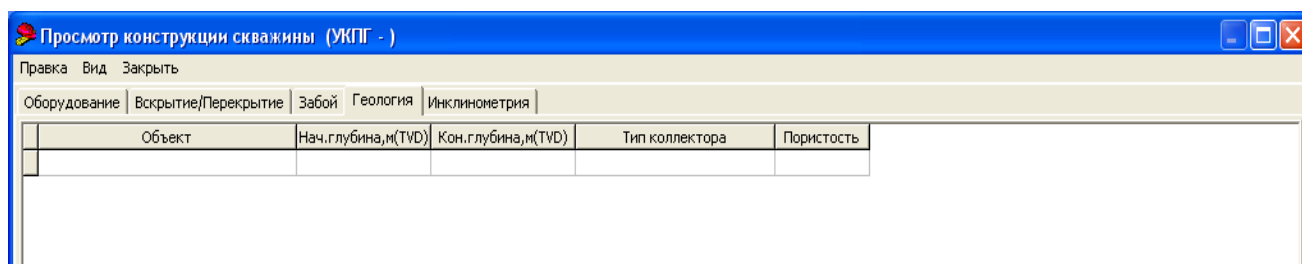


Рисунок 3.49 – Окно просмотра геологии

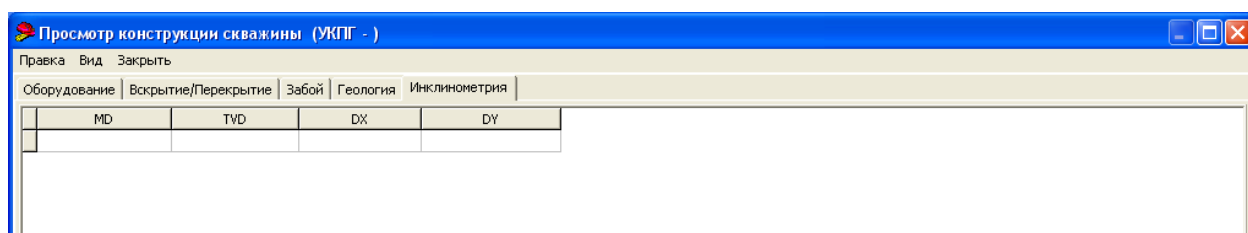


Рисунок 3.50 – Окно просмотра инклинометрии

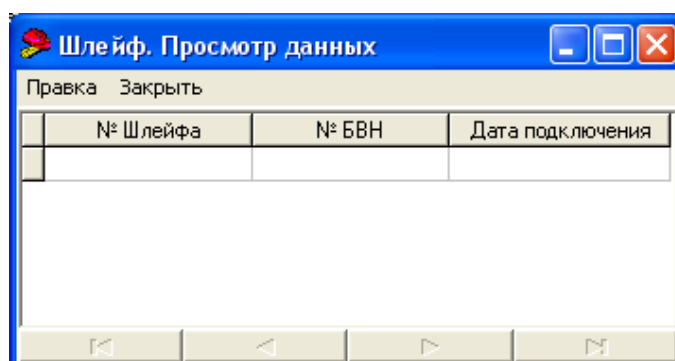


Рисунок 3.51 – Окно просмотра шлейфа

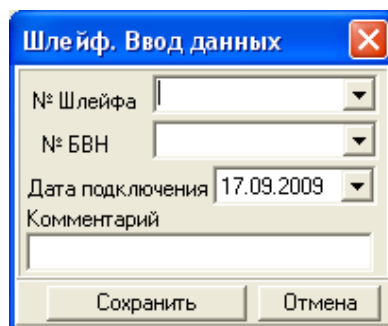


Рисунок 3.52 – Окно добавления новой информации по шлейфам

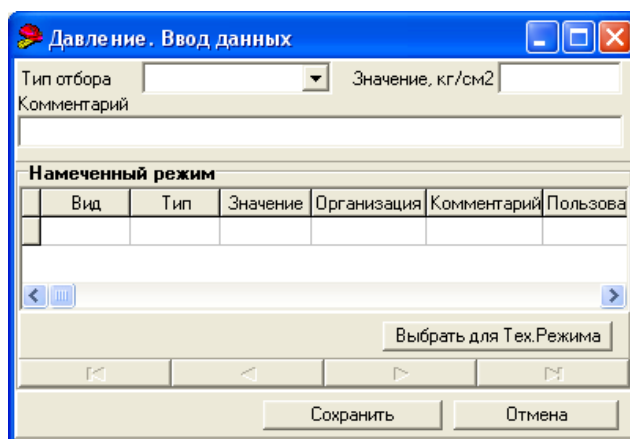


Рисунок 3.53 – Окно добавления режима по отборам

3.4.2 База данных геолого-промысловой информации для интеллектуальной СППР о выборе геолого-технических мероприятий для всех типов скважин

База данных геолого-промысловой информации, применяемая в интеллектуальной системе поддержки принятия решений о выборе ГТМ (Свидетельство о регистрации базы данных RU 2018620445, 15.03.2018г) разработана для представленного выше программного комплекса.

Инфологическая модель проиллюстрирована на рисунке 3.54.

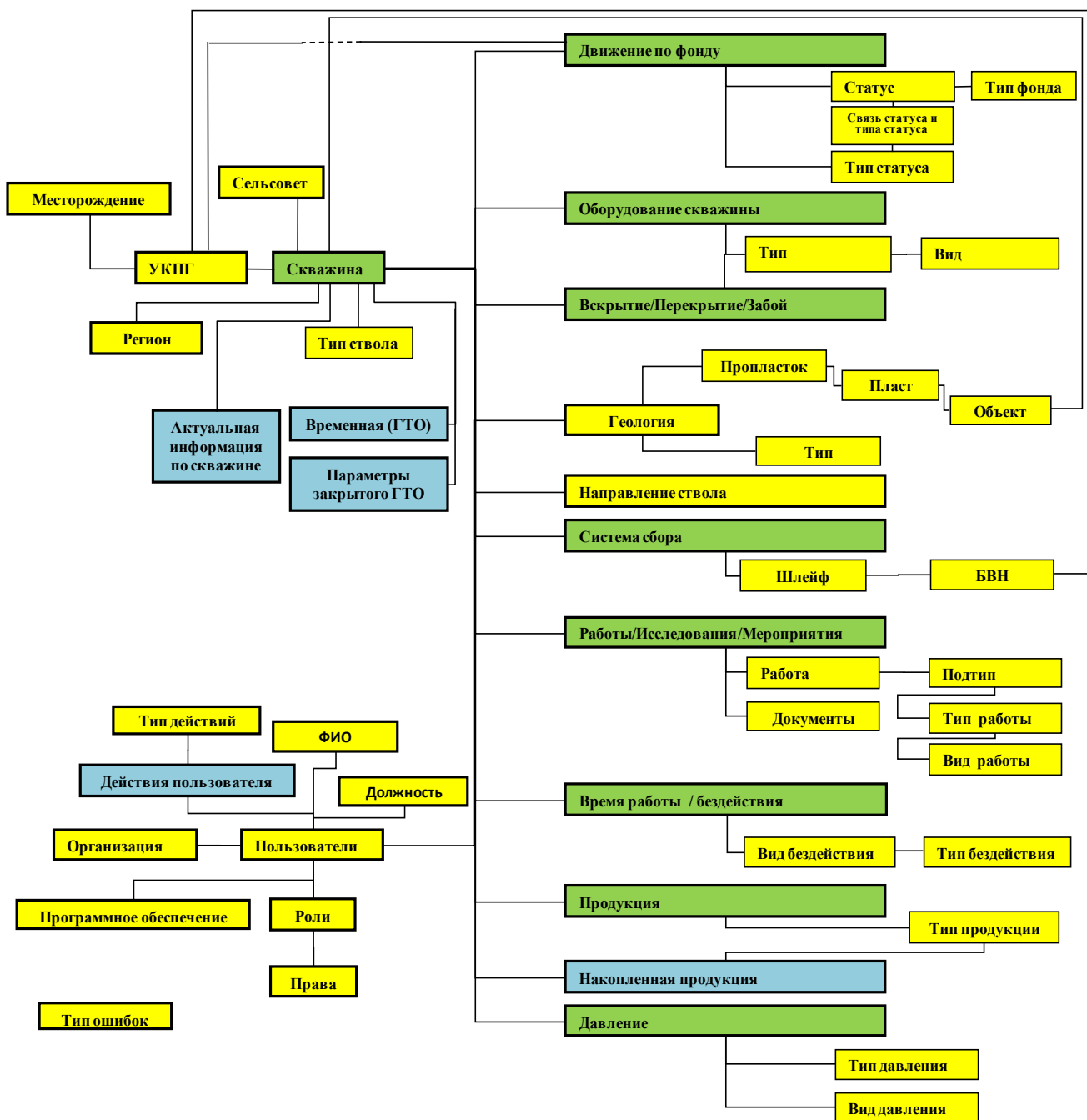


Рисунок 3.54 – Инфологическая модель базы данных

Физическая модель базы данных системы поддержки принятия решений по выбору геолого-технического мероприятия для всех типов скважин представлена в Приложении Б.

### 3.4.3 Модуль «Верификация исходных данных для построения ИМ»

Является независимой программой для ЭВМ, используется отдельно от других программа, включен в состав Программного комплекса «Промысел». Программный модуль «Верификация исходных данных для построения ИМ» (Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2019664179, 01.11.2019г) осуществляет комплексную проверку исходных параметров, используемых для построения и последующей адаптации интегрированных моделей нефтяных месторождений. Выявленные отклонения единичных значений параметров приводятся в соответствие с общим трендом массива данных. Листинг программы представлен в Приложении А.

### 3.4.4 Модуль «Темп падения базовой добычи нефти»

Является независимой программой для ЭВМ, используется отдельно от других программа, включен в состав Программного комплекса «Промысел». Программный модуль «Темп падения базовой добычи нефти» (Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ 2020666817, 16.12.2020г) осуществляет вычленение из всего фонда скважин только скважины, на которых не проводились геолого-технические мероприятия по увеличению нефтеотдачи, затем проводит расчет индивидуальных темпов падения по нескольким вариантам (логарифмический, экспоненциальный, линейный, степенной, полиномиальный) с определением наибольшей сходимости. На основании выбранного варианта темпа падения проводится расчет прогнозной добычи по всему базовому фонду на 3 года вперед.

### 3.4.5 Модуль «Прогнозирования добычи нефти после интенсификации притока»

Является независимой программой для ЭВМ, используется отдельно от других программа, включен в состав Программного комплекса «Промысел». Программный модуль прогнозирования добычи нефти после интенсификации притока (Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ 2020666818,

16.12.2020г) на основании исходных данных по ежемесячной добыче нефти, жидкости, дат и видов проведенных мероприятий по интенсификации притока фонда скважин позволяет рассчитать прогноз на 3 месяца по общей добыче с месторождения. Тренды добычи строятся по каждой скважине индивидуально на основании рассчитанной логарифмической функции падения дебитов.

#### 3.4.6 Модуль «Выбора геолого-технического мероприятия в многомерном пространстве»

Является независимой программой для ЭВМ, используется отдельно от других программа, включен в состав Программного комплекса «Промысел». Программный модуль выбора геолого-технического мероприятия в многомерном пространстве (Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ 2021680737, 14.1 RU 2.2021г) может использоваться для выбора геолого-технического мероприятия, проводимого на эксплуатационной скважине с целью повышения дебита добываемых на ней углеводородов. При выборе используется критерий удаленности скважины в многомерном пространстве параметров от наихудшей. Это позволяет выбрать геолого-техническое мероприятие, максимально далеко уводящее скважину в этом многомерном пространстве от наихудшей. Программа использует проведенное ранее разбиение многомерного пространства технологических параметров скважин на области с назначенным геолого-техническим мероприятием, выбранным на статистическом материале с гарантированно лучшим результатом.

#### 3.4.7 Модуль «Выбора геолого-технического мероприятия на основе комплексного критерия»

Является независимой программой для ЭВМ, используется отдельно от других программа, включен в состав Программного комплекса «Промысел». Программный модуль «Выбора геолого-технического мероприятия на основе комплексного критерия» (Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ 2021681054, 17.12.2021г) может использоваться для выбора геолого-

технического мероприятия, которое необходимо провести на эксплуатационной скважине, чтобы повысить ее дебит. При выборе используется комплексный критерий, отражающий свойства пласта, стоимостные и технические характеристики геолого-технического мероприятия и изменение дебита, на основе которого в многомерном пространстве параметров скважин и большого статистического материала проведен выбор геолого-технических мероприятий с гарантированно максимальной эффективностью. Это позволяет выбрать геолого-техническое мероприятие, соответствующее области, в которую попадает скважина назначения в соответствии с ее показателями.

#### 3.4.8 Модуль «Сопоставления совместных замеров расхода активного газа, $P_{\text{заб}}$ , дебита жидкости»

Является независимой программой для ЭВМ, используется отдельно от других программа, включен в состав Программного комплекса «Промысел». Расчетный модуль сопоставления совместных замеров расхода аг, рзаб, дебита жидкости (Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2019664167, 01.11.2019г) позволяет формировать график замеров дебита жидкости синхронно с замерами активного газа и забойного давления по нефтяным скважинам, работающим на газлифтном способе эксплуатации. Асинхронные замеры не позволяют увидеть полную картину по фактическому режиму работы скважины. В модуле предусмотрен учет выполнения фактических замеров и расчет отклонения от плана по количеству исследований.

#### 3.4.9 Модуль «Автоматического формирования графика гди»

Является независимой программой для ЭВМ, используется отдельно от других программа, включен в состав Программного комплекса «Промысел». Программный модуль для автоматического формирования графика гди (Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2019664251, 01.11.2019г) служит для построения плана, учета факта и контроля

выполнения графика проведения гидродинамических исследований скважин с учетом графика фрезерования скважин и количества партий, осуществляющих исследования.

#### 3.4.10 Модуль «Для поиска и сравнения пользовательских файлов»

Является независимой программой для ЭВМ, используется отдельно от других программа, включен в состав Программного комплекса «Промысел». Программа для поиска и сравнения пользовательских файлов (Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2018662810, 16.10.2018г), Основная задача которого заключается в автоматизированном сравнении списка файлов в разных каталогах файловых архивов по заранее выданным атрибутам (название, время последнего изменения, размер). Предусмотрен быстрый старт выбранных документов в соответствии с расширением файлов и предустановленного ПО. Пользователю доступна функция экспорта результатов поиска и сравнения списка файлов в MS Excel.

#### 3.4.11 Модуль «Проверки ежемесячного отчета технологический режим работы скважин»

Является независимой программой для ЭВМ, используется отдельно от других программа, включен в состав Программного комплекса «Промысел». Модуль «Проверка ежемесячного отчета технологический режим работы скважин» (Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2018662811, 16.10.2018г) предназначен для проведения комплекса проверок значений параметров работы нефтяных скважин при формировании ежемесячного отчета:

- проверка на отрицательные значения;
- проверка на разнице линейного и буферного давления;
- проверка на диаметр штуцера добывающей скважины;
- проверка давления буферного;
- проверка на давления забойного;

- проверка на диаметр штуцера г/л скважины.

#### 3.4.12 Модуль «Навигации по файловому архиву ГиПИ»

Является независимой программой для ЭВМ, используется отдельно от других программа, включен в состав Программного комплекса «Промысел». Программа навигации по файловому архиву гиПИ (Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2018663685, 01.11.2018г) предназначена для осуществления переходов между электронными ресурсами файлового архива геологической и промысловой информации, поиск, индексирование документов. Предусмотрен быстрый старт выбранных документов в соответствии с расширением файлов и предустановленного ПО. Пользователю доступна функция экспорта результатов поиска в MS Excel.

Программа может применяться для навигации по структурированным файловым архивам.

### **3.5 Критерии и методика выбора адекватного геолого-технического мероприятия на эксплуатационном фонде скважин**

Теоретически, задача назначения адекватного ГТМ относится к первой задаче метасистемного подхода, а именно задаче определения границ, разделяющих поддиапазоны эффективного функционирования систем.

В качестве независимых систем, входящих в общую метасистему в данном случае, представляются ГТМ как система взаимосвязанных технических средств, технологий и действий. Например, гидроразрыв пласта включает в себя закачку в скважину с помощью мощных насосных станций жидкости разрыва (гель, в некоторых случаях вода, либо кислота при кислотных ГРП) при давлениях выше давления разрыва нефтеносного пласта. Для поддержания трещины в открытом состоянии, как правило, в осадочных горных породах (ОГП) используется расклинивающий агент — пропант, в



карбонатных — кислота, которая разъедает стенки созданной трещины. В карбонатных коллекторах широко используется пропант.

Другим примером является ОПЗ, которая проводится на всех этапах эксплуатации нефтяного месторождения (залежи) для восстановления и повышения фильтрационных характеристик с целью увеличения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин.

Адекватность выбора подразумевает глубокий анализ свойств пласта в целом, призабойной зоны скважины, динамики накопленной статистики по параметрам работы скважины, стоимостные характеристики мероприятий и, наконец, прогноз перспективности добычных характеристик.

Эти аспекты анализа позволяют выявить координаты многомерного пространства признаков, в котором и будут определяться области эффективного применения классов ГТМ. Для проведения границ в этом многомерном пространстве необходимы базовые критерии. Ввиду затратности реализации ГТМ, большой сложности процедуры, лучше сделать выбор многокритериальным.

Самый простой из критериев подразумевает комплексный учет параметров, отражающий свойства пласта (тип коллектора, пористость, проницаемость, нефте- и газонасыщенность, пластовые температура и давления, продуктивная толщина, коэффициент песчаности и др.), стоимостные и технические характеристики геолого-технического мероприятия (давление, температура, компонентный состав, продолжительность, стадийность, стоимость и др.) и изменение параметров эксплуатации скважины до и после мероприятий (буферное, забойное, затрубное давления, дебит, обводненность, темп снижения добычи и др.), на основе которого в многомерном пространстве параметров скважин и большого статистического материала проведен выбор геолого-технических мероприятий с гарантированно максимальной эффективностью, произведенных ими изменений:

$$K_{\text{комп}}^j = \sum_{i=1}^n \alpha_i \Delta \Pi_i \rightarrow \max \quad (3.1)$$

где

$K_{\text{комп}}^j$  – критерий комплексного учета параметров для  $j$ -ого мероприятия для повышения эффективности эксплуатации ( $j = 1, \dots, M$ );

$\Pi_i$  –  $i$ -й параметр, отражающий свойства пласта, текущий дебит, стоимостные и технические характеристики скважины ( $i = 1, \dots, N$ );

$\alpha_i$  – коэффициент, уравнивающий размерности показателей.

На основании анализа статистики проведенных ранее мероприятий на текущем добывающем предприятии в многомерном пространстве параметров формируются области  $D_{\text{ГТМ}}$ , одному из которых должен принадлежать  $K_{\text{комп}}$ .

Визуализация многомерного пространства параметров и сформированных областей  $D_{\text{ГТМ}j}$  представлена на рисунке 3.55.

Другим критерием выбора ГТМ может быть удаленность заданной скважины от скважины с наихудшими показателями от реализованного мероприятием:

$$K_j^{\text{удал}} = \sqrt{\sum_{i=1}^N \alpha_i (\Pi_i - \Pi_i^{\text{худ}})^2} \rightarrow \max \quad (3.2)$$

где  $K_j^{\text{удал}}$  – критерий удаленности от худшего результата  $j$ -ого ГТМ ( $j = 1, \dots, M$ );

$\Pi_i$  – параметр, отражающий свойства пласта, параметры добычи, стоимостные и технические характеристики рассматриваемой скважины-кандидата по выбранному виду ГТМ;

$\Pi_i^{\text{худ}}$  – параметр, отражающий свойства пласта, параметры добычи, стоимостные и технические характеристики скважины с наихудшим результатом по выбранному виду ГТМ;

$\alpha_i$  – коэффициент, уравнивающий размерности показателей.

Выбор осуществляется в том же многомерном пространстве, однако, сначала определяются эталоны наихудших реализаций мероприятий по интенсификации. Это позволяет выбрать геолого-техническое мероприятие, максимально далеко уводящее скважину в этом многомерном пространстве от наихудшего результата.

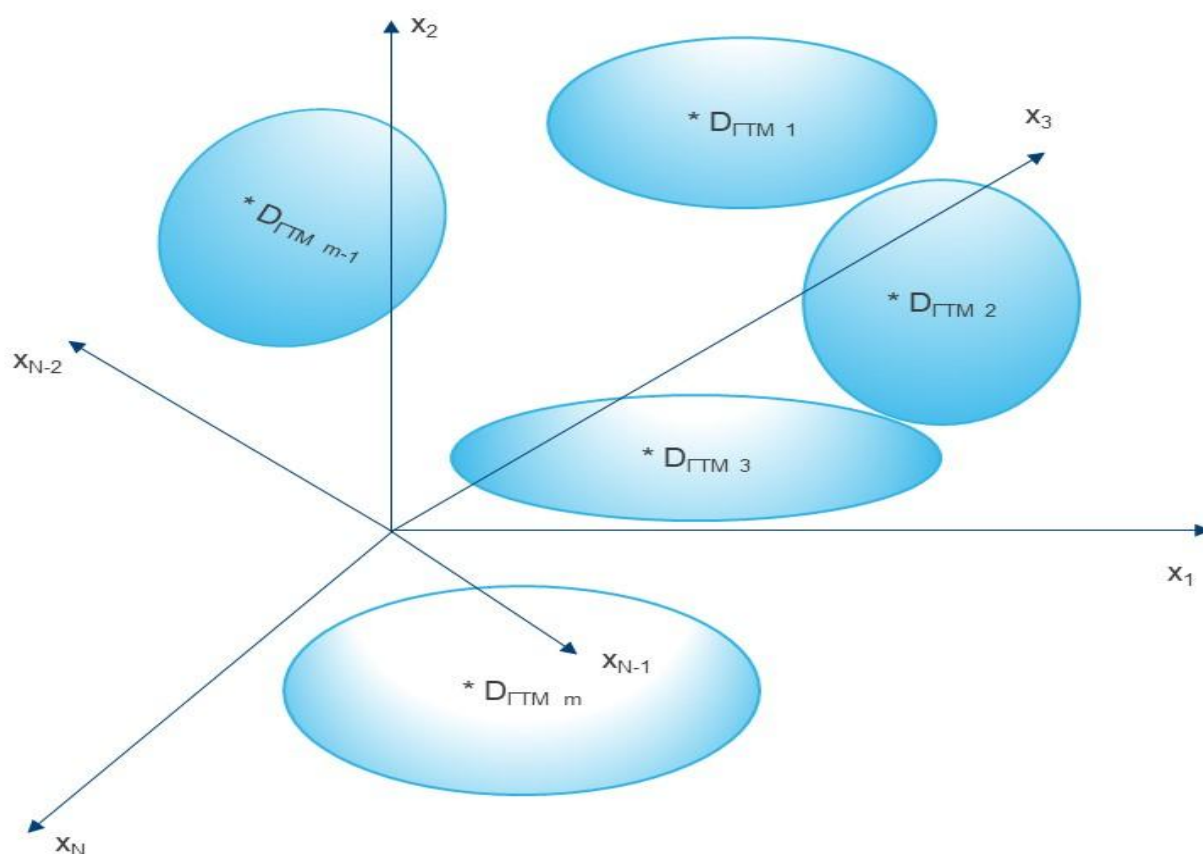


Рисунок 3.55 – Визуализация многомерного пространства параметров и сформированных областей  $D_{ГТМj}$

Такой подход использует проведенное ранее разбиение многомерного пространства технологических параметров скважин на области с назначенным геолого-техническим мероприятием, выбранным на статистическом материале с гарантированно лучшим результатом

Окончательная оценка эффективности геолого-технических мероприятий осуществляется с помощью формирования итоговых таблиц со

списками скважин-кандидатов под ГТМ с рассчитанным коэффициентом актуальности для добывающего предприятия:

$$\frac{C}{q_2 - q_1}, \quad (3.3)$$

где  $q_2$  – дебит скважины после применения выбранного ГТМ,  $q_1$  - дебит скважины до ГТМ,  $C$  – стоимость мероприятия.

Пересечение итоговых таблиц по двум критериям дает набор скважин с максимально эффективным соотношением приростов по параметрам эксплуатации скважин к ресурсным затратам на мероприятия.

## ВЫВОДЫ ПО ТРЕТЬЕЙ ГЛАВЕ

1. Комплексный критерий выбора адекватных ГТМ позволяет интегрально учитывать совокупность показателей свойств пласта в целом, призабойной зоны скважины, динамики накопленной статистики по параметрам работы скважины, стоимостные характеристики мероприятий и прогноз перспективности добычных характеристик.
2. Применение критерия удаленности при выборе адекватных ГТМ выявляет мероприятия, максимально далеко уводящее скважину в многомерном пространстве показателей от наихудшей реализации в истории эксплуатации месторождения.
3. Использование интегрированной модели в качестве адаптивного контура управления добывающим предприятием позволило проводить апробацию выбранных управленческих решений с минимальным использованием технических, экономических и временных ресурсов.
4. Для выполнения оптимизационных расчетов и подбора оптимального режима работы скважин на интегрированной модели требуется постоянная актуализация динамических параметров работы эксплуатационного фонда и перенастройка моделей-компонент.
5. Максимизация производительности нефтегазодобывающего актива и поддержка непрерывной эффективности в отношении конечного объема извлечения углеводородного сырья, темпов отбора сырья и операционной деятельности на промысле, с учетом работы всех систем в комплексе, возможна только при встраивании интегрированной модели в производственный процесс как постоянной действующего цифрового двойника предприятия.

6. Управление эксплуатацией добывающего фонда с учетом осложненных условий эксплуатации, нестабильной работы фонда скважин, внедрение новых систем контроля требуют внедрения современных методов и техник, позволяющих раскрыть значительный потенциал повышения эффективности добывающего промысла.

## 4 Практические аспекты

### 4.1 Практический опыт применения интегрированной модели

С помощью применения интегрированной модели на выбранном эксплуатируемом месторождении реализованы следующие бизнес-кейсы:

- 1) Оптимизация (перераспределение) расхода газлифтного газа для увеличения уровня добычи.
- 2) Расчет пропускной способности системы нефтесбора.
- 3) Расчет оптимального и критического режима работы скважины.
- 4) Оптимизация (сокращение) расхода газлифтного газа при сохранении текущего уровня добычи на технологической линии и на кусте скважин.
- 5) Расчет изменения добычи при вводе новых трубопроводов.
- 6) Расчет пропускной способности системы распределения газлифтного газа.

В качестве успешного примера применения ИМ приведем результаты расчета оптимизации (перераспределения) расхода газлифтного газа для увеличения уровня добычи пилотного участка ИМ (Рисунок 4.4.1).

Условия расчета и исходные данные:

- расчет выполняется для 48 скважин тестового участка ВУ ОНГКМ;
- текущий технологический режим работы скважин;
- в оптимизации участвуют только газлифтные скважины (36 шт.);
- расчет выполняется на срез 01.06.2019 г;
- суммарная добыча нефти по 48 скважинам: 843,8 ед./сут;
- фиксированный расход газлифтного газа: 390 ед./сут;
- удельный расход газлифтного газа: 463 ед.

Результаты расчета и выводы:

- суммарная добыча нефти по 48 скважинам: 891,3 ед./сут;

- фиксированный расход газлифтного газа: 388 ед./сут;
- удельный расход газлифтного газа: 435,41 ед. (-5,9%);
- прирост добычи составил 47,4 ед./сут. (+5,6%).

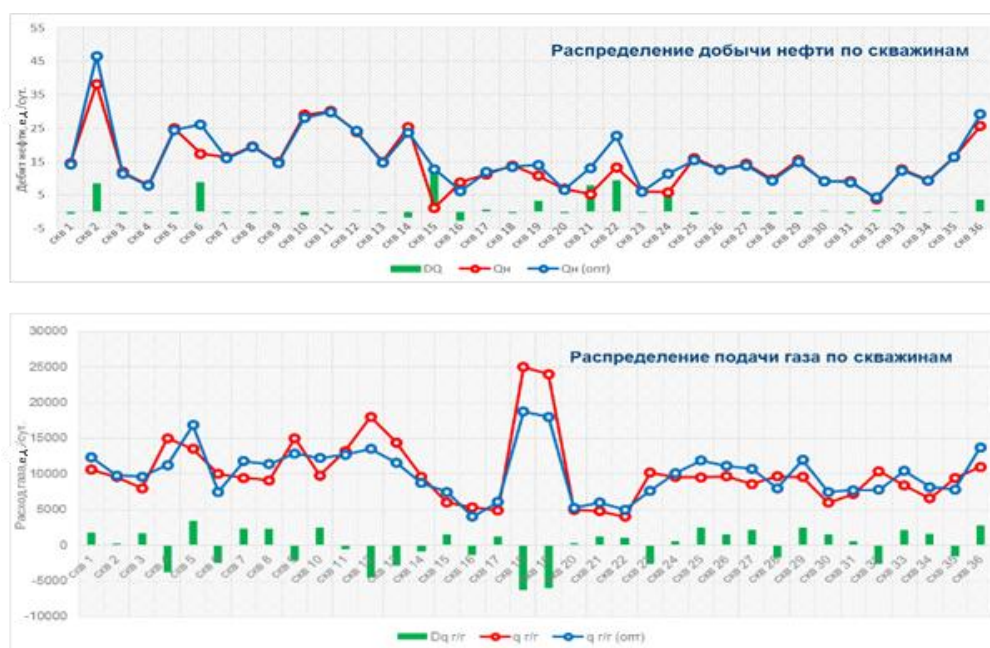


Рисунок 4.1 – Результаты оптимизационного расчета на интегрированной модели по перераспределению расхода газлифтного газа для увеличения уровня добычи

Не только применение интегрированной модели при решении производственных задач, но и сам процесс создания ИМ влечет получение эффектов для актива. Качественными эффектами будут являться: определение некондиционности исходных данных и обоснованное планирование необходимых исследований и замеров, разрушение «границ» между функциональными подразделениями, системный подход к созданию «новой» комплексной системы на базе цифровых решений. Ожидаемым количественным эффектом является выполнение бизнес-плана с отклонением не более 5%.

Таким образом, можно сделать выводы о необходимости и важности использования и внедрения ИМ в процессы управления эксплуатацией, которая помогает добиться следующих результатов:

- 1) максимизация производительности нефтегазодобывающего актива и поддержка непрерывной эффективности в отношении конечного



объема извлечения углеводородного сырья, темпов отбора сырья и операционной деятельности на промысле, с учетом работы всех систем в комплексе;

- 2) интеграция основных производственных элементов;
- 3) визуализация целостной картины эксплуатации актива;
- 4) автоматизация процессов в части сбора, хранения и обработки производственной информации;
- 5) увеличение добычи нефти за счёт сокращения внутрисменных потерь и эффективного подбора технологических режимов работы скважин;
- 6) снижение капитальных затрат и операционных издержек;
- 7) повышение эффективности прогнозирования производственных показателей и увеличение скорости принятия управленческих решений;
- 8) повышение эффективности ГТМ с учетом ограничений инфраструктуры;
- 9) обеспечение эффективного взаимодействия между производственными, организационными элементами предприятия.

#### **4.2 Верификация геолого-промысловых параметров работы скважин Оренбургского НГКМ**

При разработке Оренбургского месторождения необходимо учитывать отрицательные факторы: наличие большого количества неравномерно распределенных трещин и разломов в породе, высокое содержание опасного для человека и агрессивного для оборудования сероводорода.

Основным поставщиком параметрических данных с нефтегазового промысла являются датчики давления, температуры и расхода, установленные на автоматизированных групповых замерных узлах (АГЗУ), а в случае невозможности подключения добывающих скважин к замеряемым узлам используются передвижные замерные узлы, оснащенные сходным набором датчиков. Дополнительные замеряемые параметры работы скважин

поступают с установленных индивидуально для устья каждой скважины датчиков давления. Также на нефтяном промысле ВУ ОНГКМ присутствует нестандартное оборудование – автоматизированных системы управление расходом газлифтного газа (АСУРГ), одной из функций которых является контроль параметров давления и расхода подаваемого в добывающую нефтяную скважину газлифтного газа.

Весь объем измеряемых на промысле параметров передается по каналам телемеханики (ТМ) в единую автоматизированную систему оперативного диспетчерского управления (АСОДУ), базовый функционал которой предполагает хранение всей исходной параметрической информации без изменения дискретности на срок до полугода. Схема информационных потоков на ОНГКМ представлена на рисунке 4.2.

Высокочастотная информация (замеры более 1-го раза в сутки), поступающая в базу данных, позволяет на основе интеллектуальных алгоритмов определять простои скважин (в том числе скрытые).

Однако для обработки огромного массива данных требуются нестандартные подходы к структурированию и обработке информации. Для верификации и валидации промысловой информации могут использоваться различные математические способы. В нашем случае нашел широкое применение метод базовых кривых [35], который позволяет повысить достоверность результатов при обработке различных функционально зависимых показателей работы скважин.

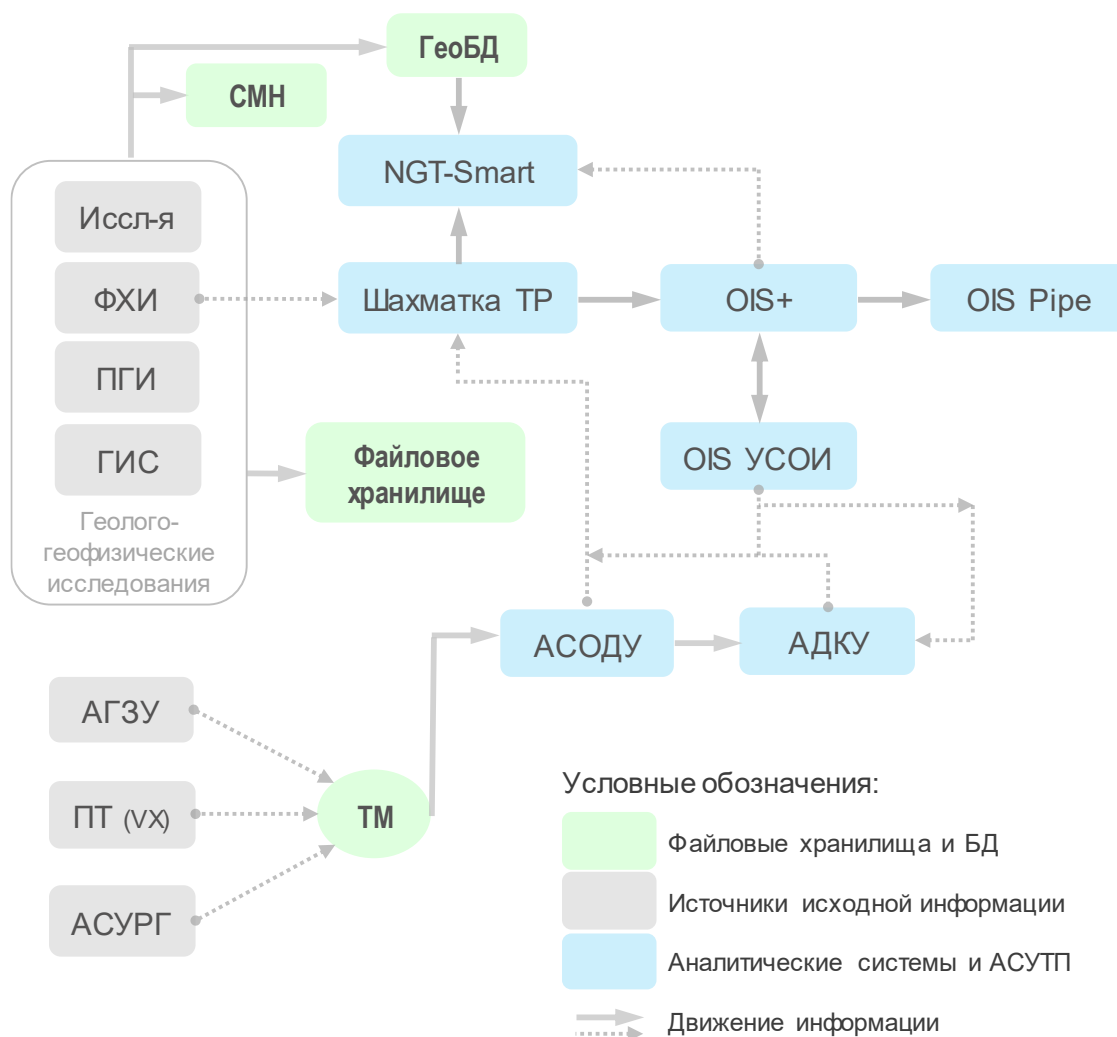


Рисунок 4.2 – Схема информационных потоков [36]

На основании проведенного анализа математических функций была выбрана зависимость кривых падения:

$$v = v_0 + K_1 e^{-K_2 T}, \quad (14)$$

где  $v$  - выбранный для анализа параметр работы скважины;

$v_0$  - смещение базовой кривой;

$T$  - время эксплуатации скважины;

$K_1, K_2$ - расчетные коэффициенты.

Расчетные коэффициенты  $K_1, K_2$  определяются методом наименьших квадратов на всем интервале аппроксимации для функции (14).

Применив метод базовых кривых к динамике изменения эксплуатационных показателей, вместо множеств значений параметров получаем функциональную зависимость параметра от времени. Функция изменения параметра позволяет определять значение параметра в любой момент времени.

Дебит и забойное давление скважины имеют наибольшее практическое значение при анализе работы скважины. На рисунке 4.3 представлена динамика изменения дебита и забойного давления от времени эксплуатации, основанный на внесенных в базу данных результатов замеров показателей скважины при неизменном технологическом режиме работы скважины.

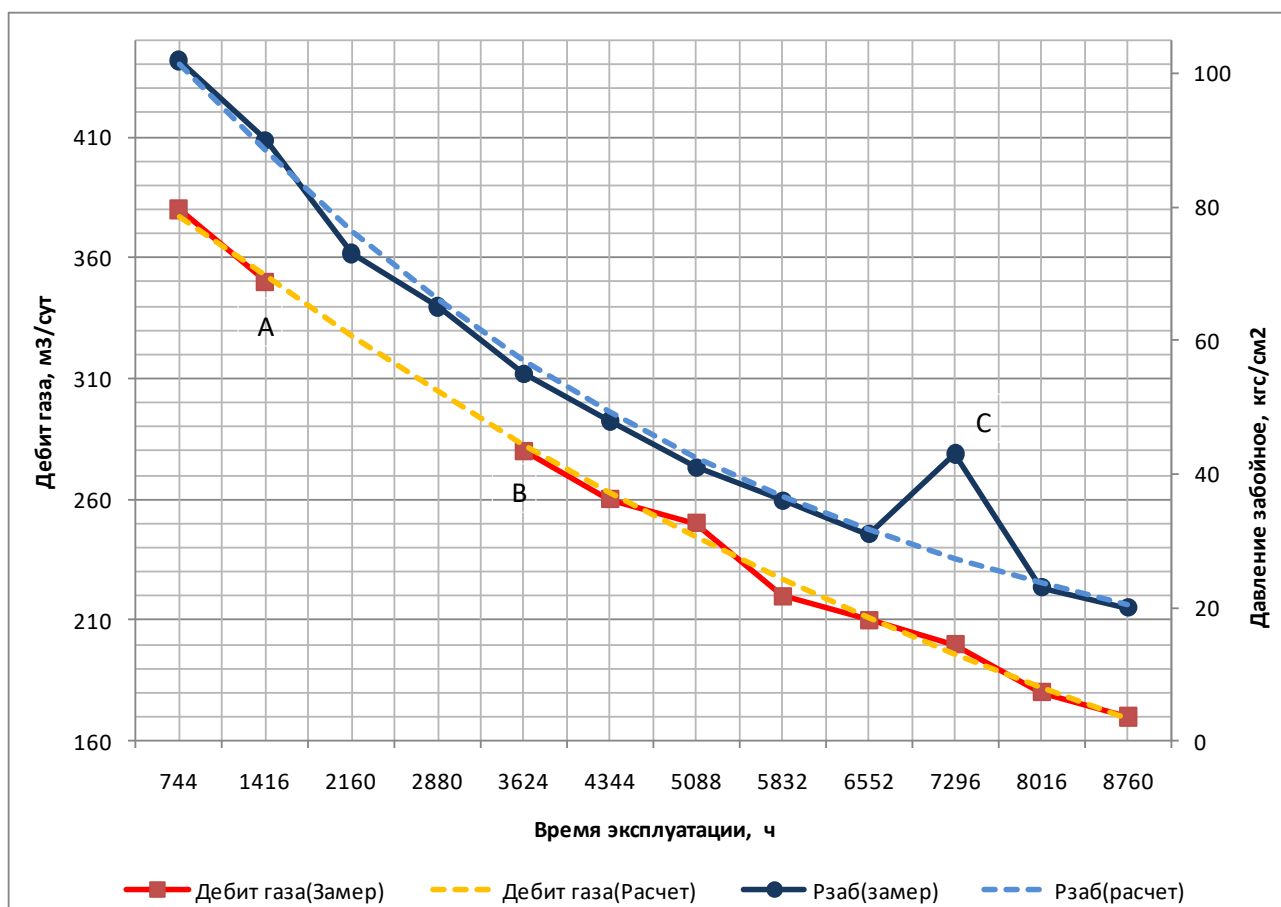


Рисунок 4.3 – Динамика дебита газа и забойного давления от времени эксплуатации при неизменном технологическом режиме работы скважины.

Применяя данный метод, мы можем прогнозировать изменение геолого-промысловых и добычных параметров, но следует помнить, что прогноз будет актуальным лишь на временном интервале, равным трети от анализируемого временного интервала.

#### **4.3 Оценка эффективности выбора ГТМ на нефтяной скважине**

Основной задачей эксплуатации нефтяных месторождений в условиях постоянного снижения пластового давления, обводнения скважин и сокращения темпов бурения эксплуатационных скважин в связи с конъюнктурой нефтяного рынка является удержание объемов добычи углеводородов на фиксированной величине. Для решения такой задачи осуществляются мероприятия с существующим эксплуатационным фондом.

Накопленный многолетний опыт по различным видам работ с фондом нефтяных скважин по увеличению их производительности показывает, что на любом этапе эксплуатации наиболее эффективными с точки зрения увеличения рабочих дебитов и продолжительности сохранения полученного результата являются вид ГТМ, подобранный индивидуально к каждой скважине с учетом динамики ее показателей. Укрупненная схема выработки решения о выборе ГТМ для нефтяной скважины представлена на рисунке 4.4.



Рисунок 4.4 – Укрупненная схема выработки решения о выборе ГТМ для нефтяной скважины

Применение одного вида ГТМ к скважинам, пробуренным в выбранной области месторождения, зачастую не коррелируется с обобщёнными характеристиками пласта и имеет разную степень эффективности [37].

Интеллектуальная система поддержки принятия решений по выбору геолого-технического мероприятия для нефтяной скважины использует метасистемный подход для расширения границ экспертной оценки по статистическим данным.

Система работает с хранилищем данных, специализированным для геолого-промысловых задач. Для решения задач верификации и увеличения границ непрерывных интервалов (исключение экстремумов) применяется метод построения базовых кривых по промысловым показателям скважин.

При проведении тестовых подборов ГТМ для нефтяных скважин с метасистемного подхода был выполнен ряд экспериментов на нефтяном добывающем фонде. Итоговая успешность составила 68 процентов. Гистограмма представлена рисунке 4.5.

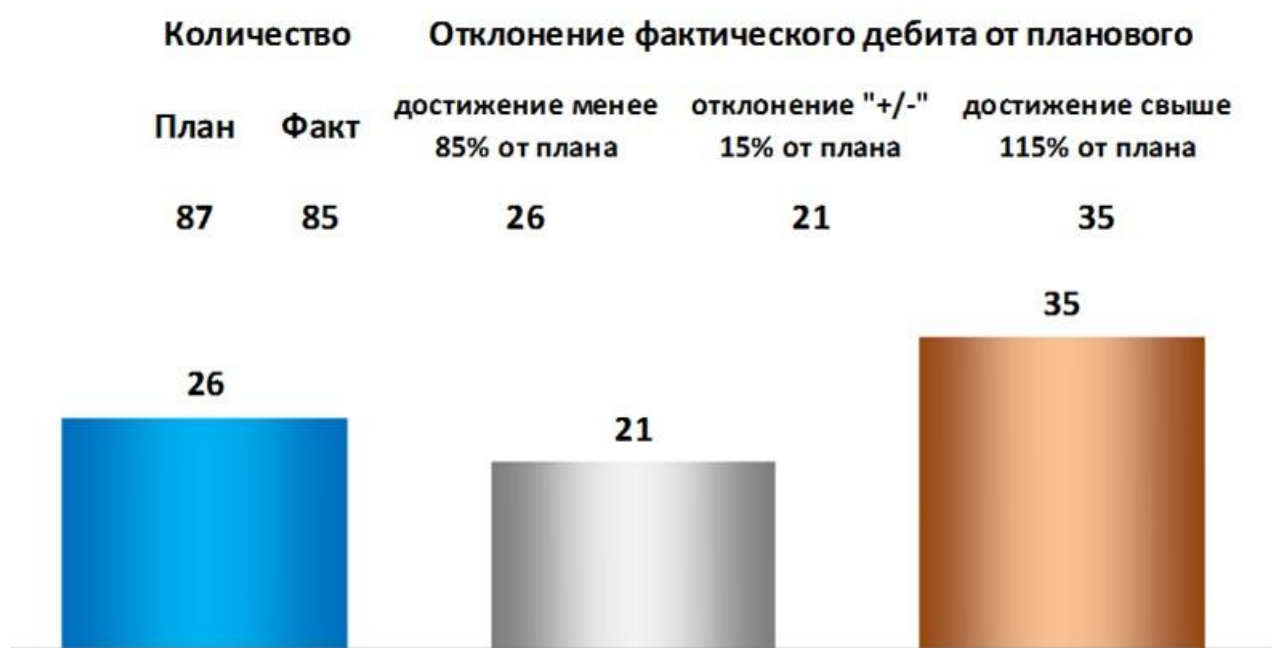


Рисунок 4.5 - Итоговая успешность выбранных ГТМ на добывающем фонде

Применение предложенного подхода для нефтяных скважин имеет высокую технико-экономическую эффективность и позволяет повысить управляемость основных процессов добывающего предприятия, что во многом определяет успешность процесса эксплуатации нефтегазовых месторождений. К тому же, данный подход позволил применить принцип дублирования скважин-кандидатов под ГТМ. Реальное применение разработанной методики выбора ГТМ позволило снизить долю

низкоэффективных мероприятий на добывающем фонде скважин на 7 % и повысить уровень добычи углеводородов на 5,6 % при минимальном негативном влиянии на окружающую среду.

#### **4.4 Проведение расчетов на разработанной интегрированной модели добывающего предприятия**

##### **1.4.1 Расчет групповой оптимизации работы скважин и оптимальной подачи активного газа**

Цель расчета - оптимизация добывающего фонда скважин для более эффективной эксплуатации и получения максимальной добычи нефти. В качестве параметров работы скважин, входных давлений на сепараторах в системе сбора и выходных давлений с ГРГГ в системе распределения газлифтного газа использовались фактические данные из АДКУ на 01.02.2021г;

Ограничения при расчёте:

- расход газлифтного газа от 3 до 35 тыс. м<sup>3</sup>/сут на скважину;
- частота ЭЦН от 40 до 60 Гц;
- расход газлифтного газа от 3500 до 4600 тыс. м<sup>3</sup>/сут в целом по системе.

По результатам расчета получены следующие данные по добыче УВ и расходу газлифтного газа (Рисунок 4.6).



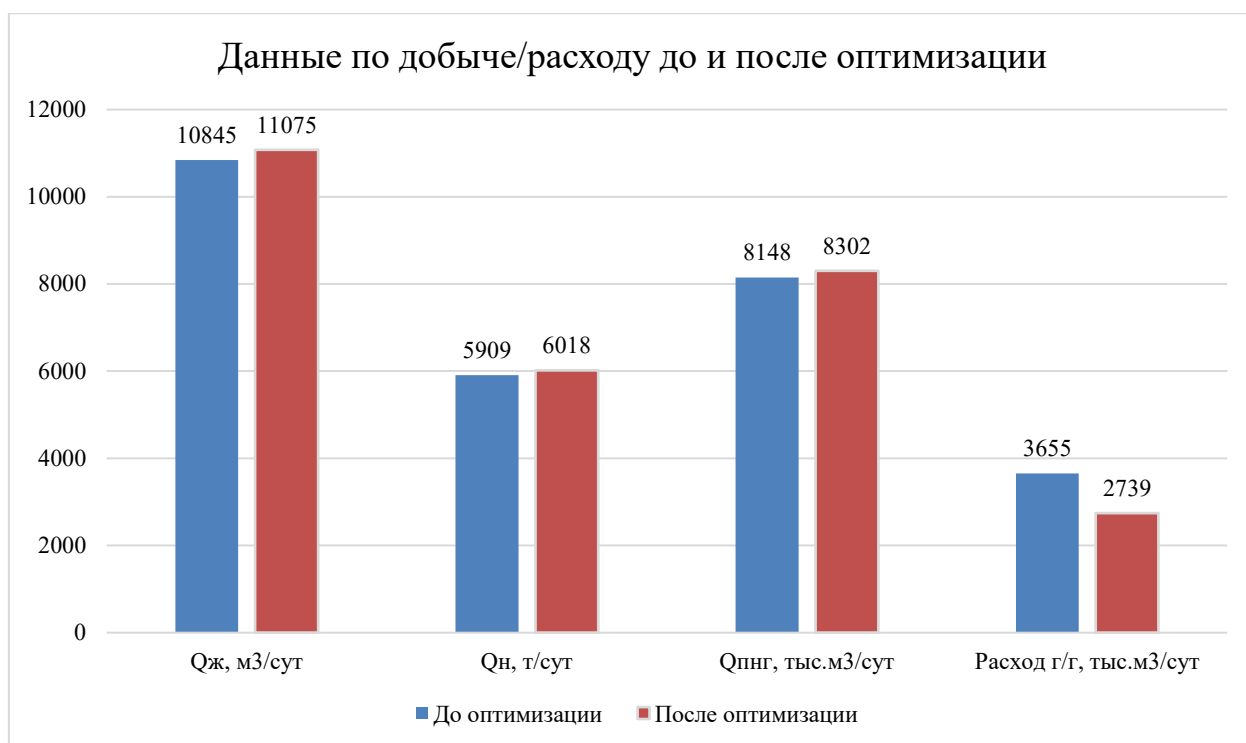


Рисунок 4.6 - Результаты расчета по добыче УВ и расходу г/г до и после оптимизации

Порядок выполнения расчета:

- в системе нефтесбора в объектах «Well» во вкладке Input - Control в окошках Dp Control, Gaslift Control и Casing Pressure Control изменяется Control mode с FIXED VALUE на CALCULATED;
- в системе нефтесбора создается групповой элемент, который связывает конечные сепараторы (БВН-Х 100,200,300 и 400) между собой и на него накладывается ограничение по минимальному расходу газлифтного газа 3500 тыс.м³/сут и максимальному расходу 4600 тыс.м³/сут;
- в системе распределения газлифтного газа в объектах INLINE CHOKE меняется Control Mode с FIXED VALUE на CALCULATED.

Скважины фонтанные, газлифтные периодические и ЭЦН в оптимизации не участвовали в расчете. Модель, актуализированная на 01.02.2021, в составе следующих моделей компонент Petroleum Experts: «Скважины (Prosper) + Система сбора (GAP)».

#### 1.4.2 Расчет прогноза добычи эксплуатационных скважин

Данный расчет реализуется для проверки прогностической способности и апробация применения интегрированной модели при формировании краткосрочных прогнозов, технологического режима работы добывающих скважин.

Данные для реализации расчета:

- температура, плотность газа, плотность нефти, обводненность, ГФ по скважинам;
- давления на элементах подготовки;
- данные по вводу новых скважин, запускные параметры;
- данные по вводу новых трубопроводов;
- актуальный режим работы скважин, частота УЭЦН, перепад на штуцере.

Порядок выполнения расчета:

- подготовка ИМА к выполнению расчета на горизонте расчета;
- заведение новых скважин с датой пуска, способом эксплуатации, начальными дебитами;
- заведение расписания действующего фонда;
- выполнение расчета на ИМА.

В результате расчета сформирована поскважинная посуточная динамика добычи жидкости, нефти, газа на краткосрочный период 90 дней (технологический режим). На рисунках 4.7-4.15 приведены графики изменения добычи на эксплуатируемом месторождении на периоде 90 дней.

Динамика добычи нефти соответствует динамике добычи жидкости.

Прорывы воды и увеличение темпа роста обводненности не прогнозируется.

Коллектор высокого давления:

- красная линия - БВН - X 100;
- фиолетовая линия - БВН - X 300.

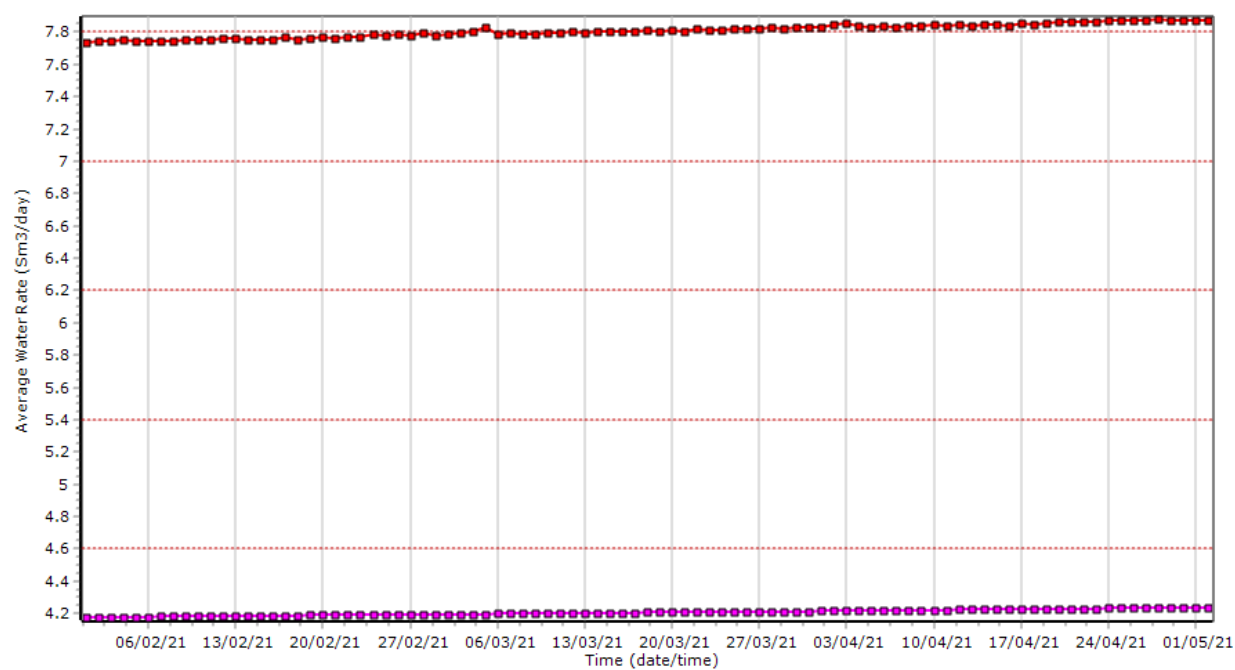


Рисунок 4.7 – Средний дебит воды

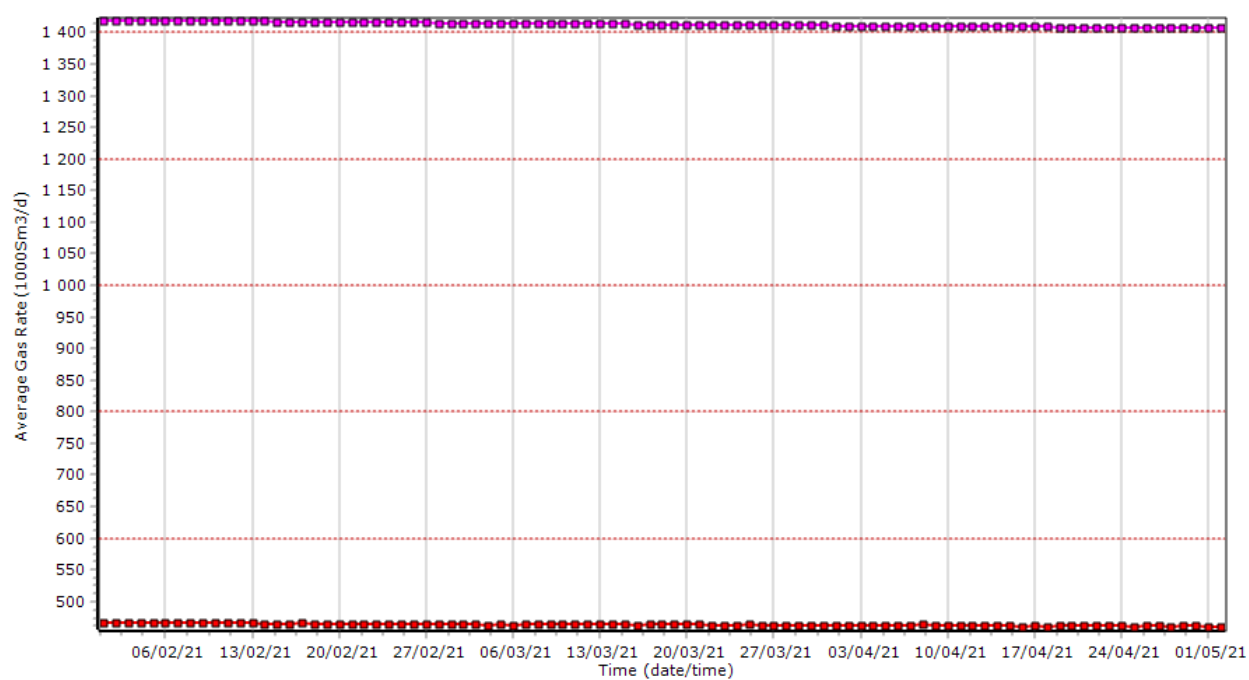


Рисунок 4.8 – Средний дебит газа

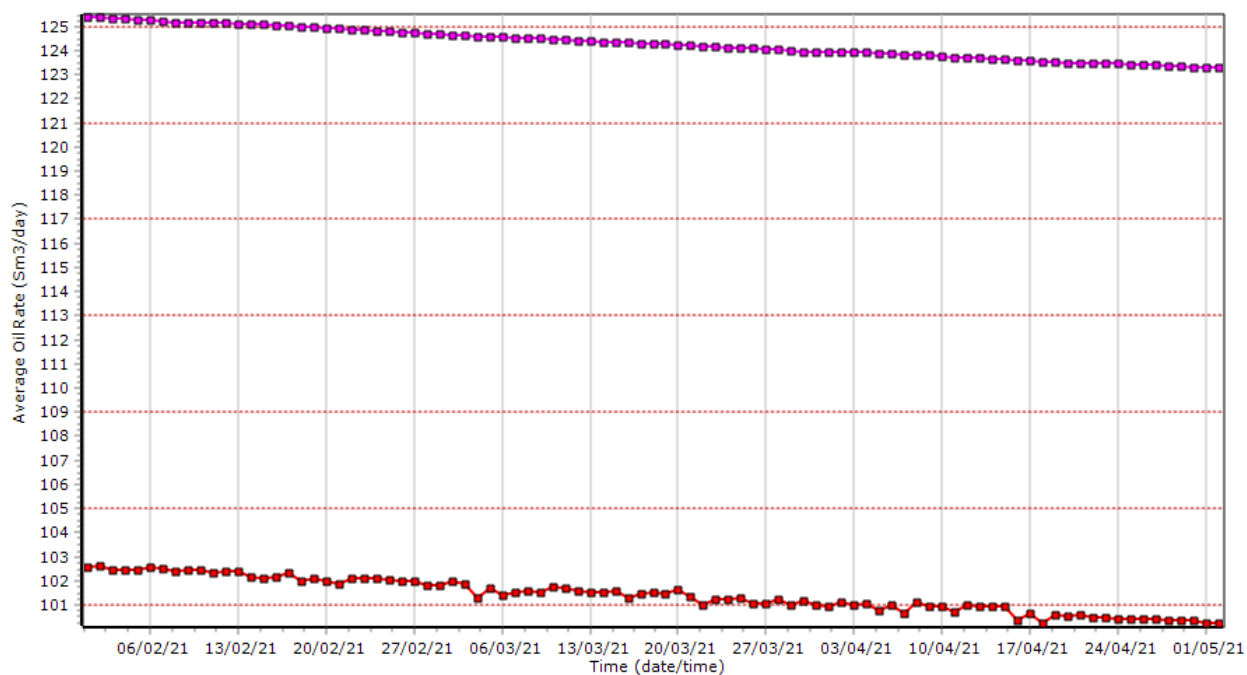


Рисунок 4.9 – Средний дебит нефти

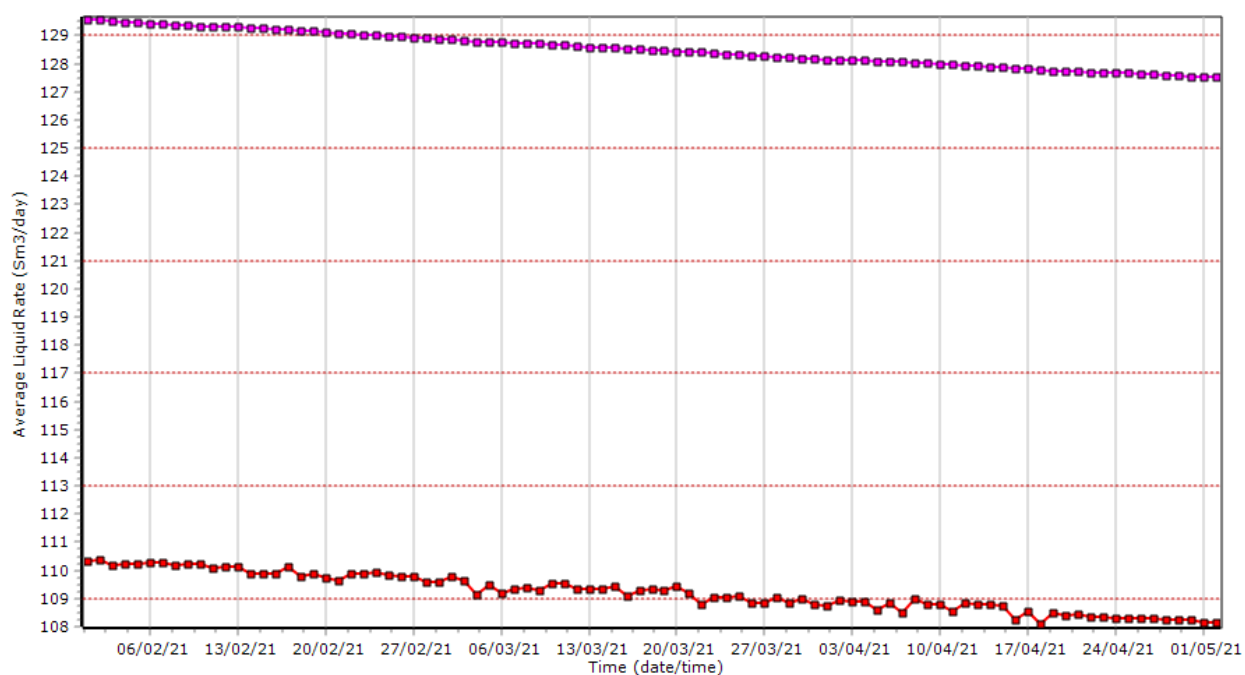


Рисунок 4.10 – Средний дебит жидкости

Коллектор низкого давления:

- чёрная линия - БВН - X 100;
- зеленая линия - БВН - X 200;
- синяя линия - БВН - X 300;
- фиолетовая линия - БВН - X 400.

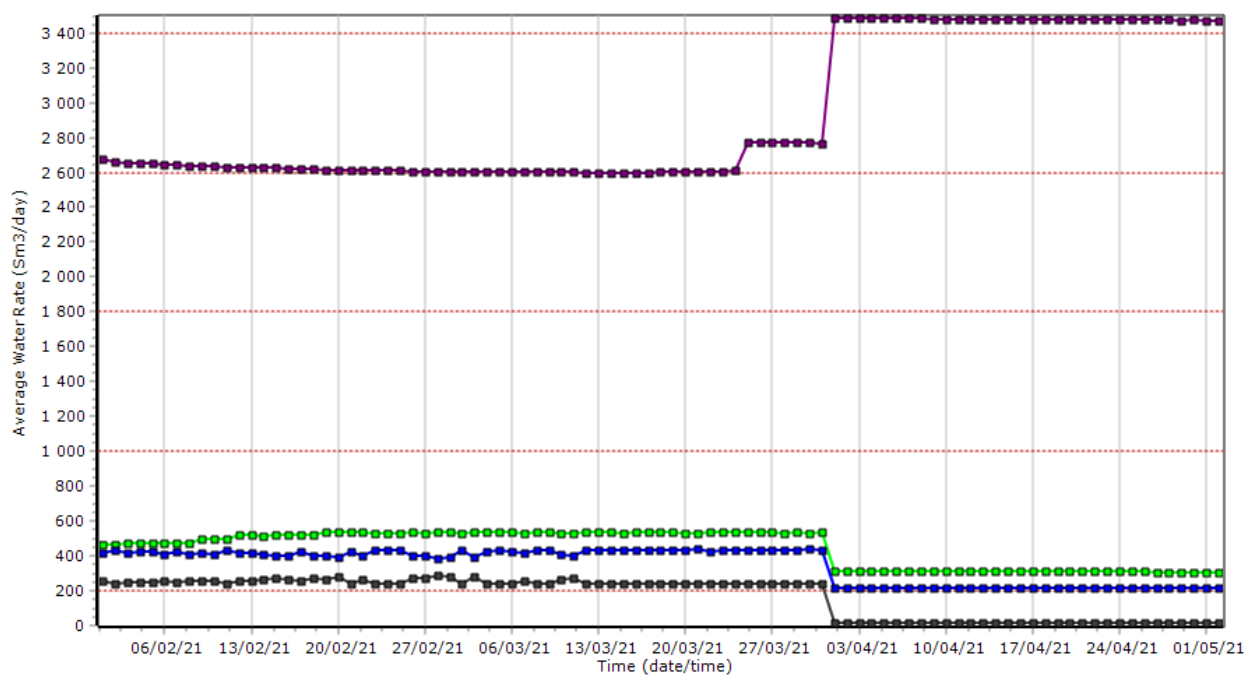


Рисунок 4.11 – Средний дебит воды

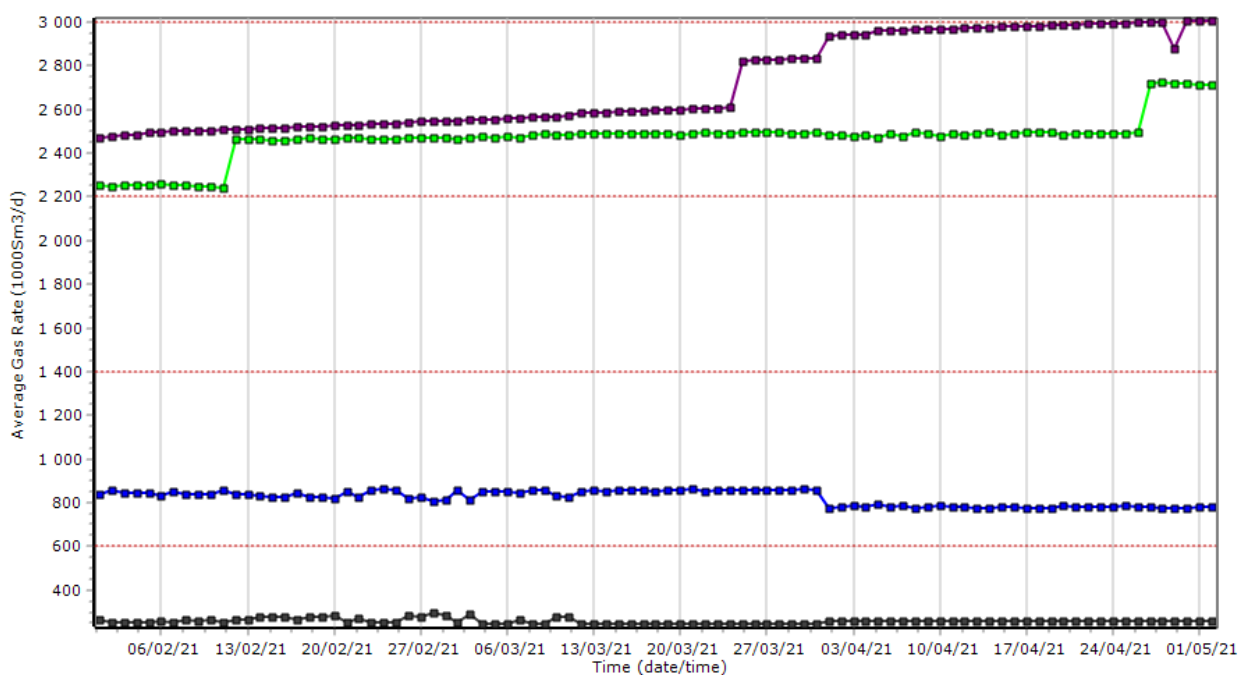


Рисунок 4.12 – Средний дебит газа

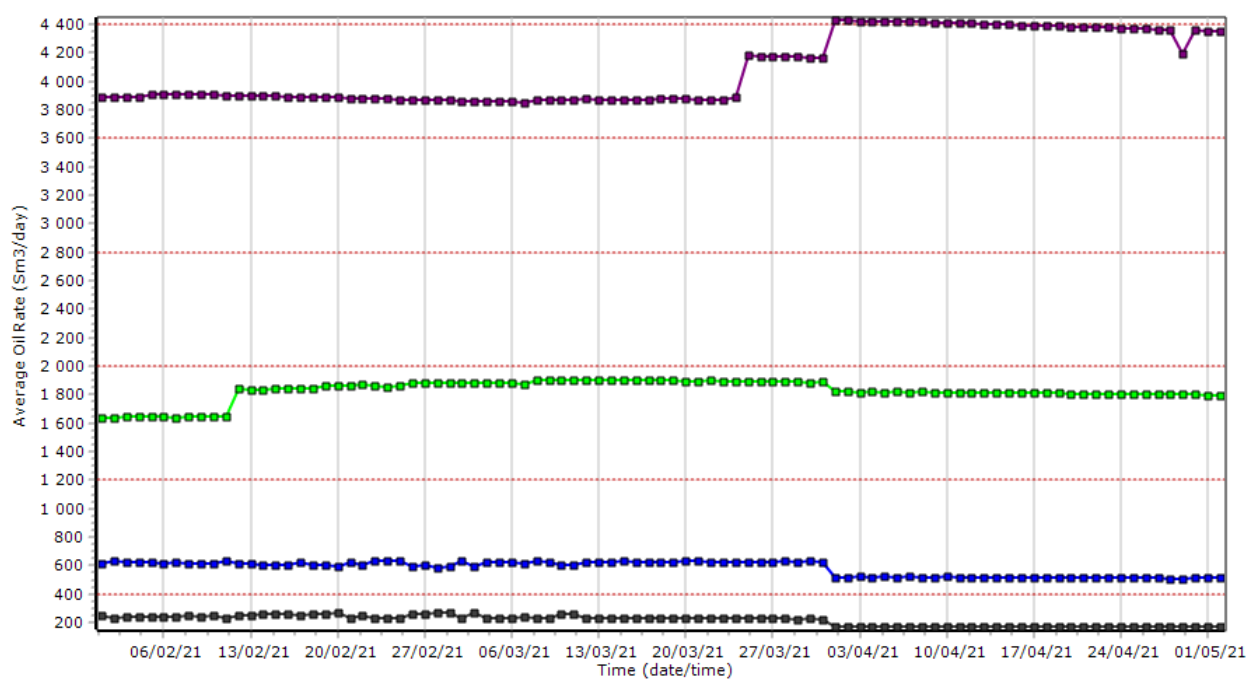


Рисунок 4.13 – Средний дебит нефти

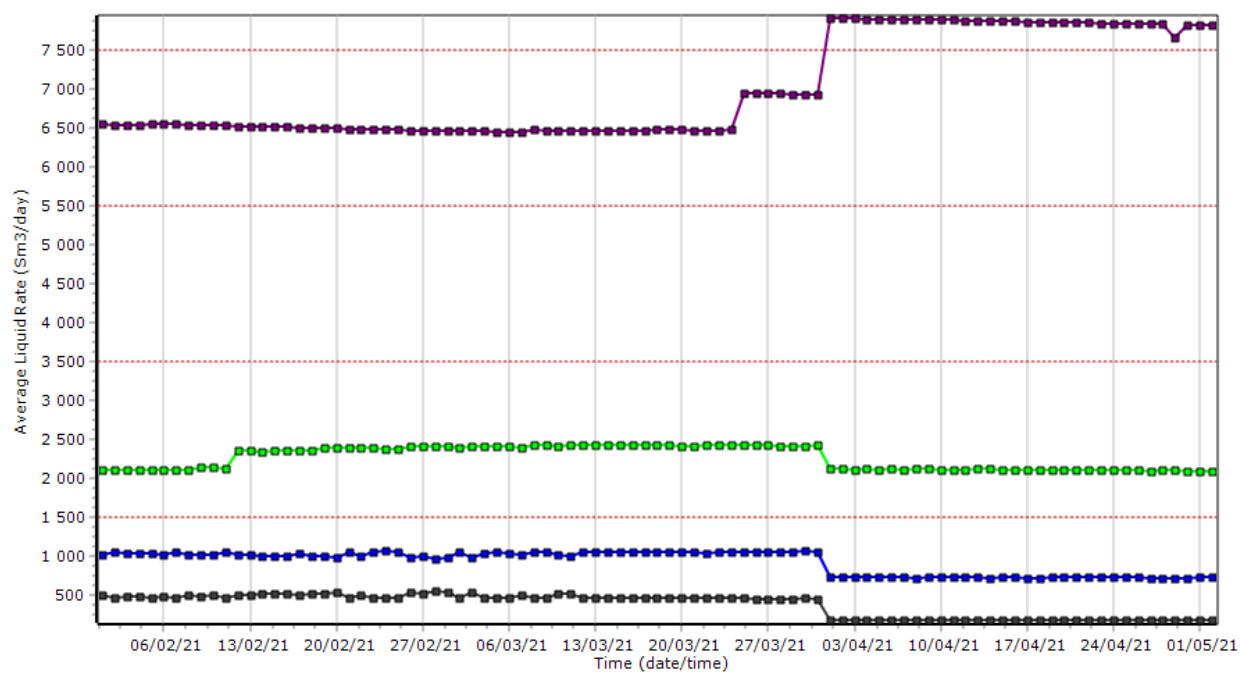


Рисунок 4.14 – Средний дебит жидкости

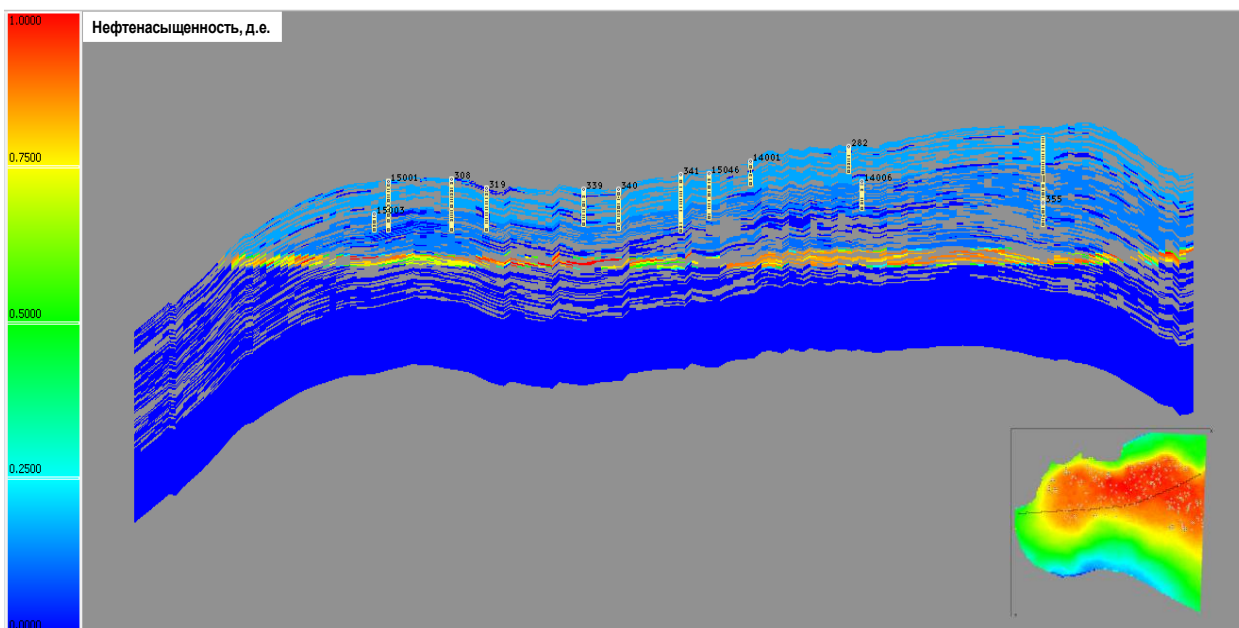


Рисунок 4.15 – Профиль гидродинамической модели после расчета прогноза добычи

Конфигурация и версия ИМ для выполнения расчета: интегрированная модель в составе следующих моделей компонент Petroleum Experts: «Скважины (Prosper) + Система сбора (GAP) + Пласт (MBAL)». Результаты в пределах допустимых погрешностей.

#### 4.5 Организация защиты документооборота добывающего предприятия

Проблема обеспечения защиты промысловых отчетов, результатов лабораторных исследований, положения и финансовые документы является весьма сложной. Решение требует совокупности научных, научно-технических и организационных мероприятий и применения специфических средств и методов, а также создания целостной системы организационных мероприятий и применения специфических средств и методов по защите информации, содержащейся в документах [38].

Одним из актуальных средств защиты информации является электронная цифровая подпись. Электронная цифровая подпись (ЭЦП) – это криптографическое средство, которое позволяет удостовериться в отсутствие искажений в тексте электронного документа, а в соответствующих случаях – идентифицировать лицо, создавшее такую подпись [39].

В развитых странах мира, в том числе и в Российской Федерации, электронная цифровая подпись широко используется в хозяйственном обороте. Различные учреждения эффективно используют ЭЦП для осуществления своих операций путем пересылки электронных документов по корпоративным и общедоступным телекоммуникационным сетям [40].

Алгоритм применения ЭЦП состоит из ряда операций:

- 1) генерируется пара ключей: открытый и закрытый;
- 2) открытый ключ передается заинтересованной стороне (получателю документов, подписанных стороной, сгенерировавшей ключи);
- 3) отправитель сообщения шифрует его часть своим закрытым ключом и передает получателю по каналам связи;
- 4) получатель дешифрует сообщение открытым ключом отправителя.

Суть в том, что создать зашифрованное сообщение, при расшифровке которого открытым ключом получается исходный текст, может только обладатель закрытого ключа, т. е. отправитель сообщения. Использовать для этого открытый ключ невозможно [41].

Рассмотрим частный пример использования ЭЦП. Электронный документ, разработанный одной организацией, утверждается тремя сторонними организациями. Схема подобной ситуации представлена на рисунке 4.16.

Каждая из инстанций имеет право вносить в документ изменения. И для того, чтобы быть уверенным в актуальности документа, на каждом этапе необходимо сравнивать полученный электронный документ с бумажной версией, на которой стоят подписи ответственных лиц. При наличии в



документах электронной подписи потери времени на доставку бумажных версий и проверку на актуальность можно избежать [49].



Рисунок 4.16 – Схема движения документа А

В настоящий момент для формирования ЭЦП используются следующие классы алгоритмов шифрования: симметричный ключ, открытый ключ, хеш-функции, центры сертификации, протокол SSL, технология SET, протокол ЮТР. Каждый из алгоритмов имеет свои сильные и слабые стороны, но основными критериями при выборе одного из них являются время, необходимое на шифрование и дешифрование одного символа, и количество ресурсов, которые необходимо задействовать для этого. Исходя из этих критериев, в качестве алгоритма создания ЭЦП в проекте выбран алгоритм шифрования Вижинера, который относится к алгоритмам с симметричным ключом [42].

Система шифрования Вижинера основана на использовании таблицы, которая представляет собой квадратную матрицу с числом элементов  $n$ , где  $n$  — количество символов в алфавите. В первой строке матрицы записываются буквы в порядке очередности их в алфавите, во второй — та же последовательность букв, но со сдвигом влево на одну позицию, в третьей — со сдвигом на две позиции и т. д. Освободившиеся места справа заполняются

вытесненными влево буквами, записываемыми в естественной последовательности [43].

Пусть  $x$  - подмножество симметрической группы  $SYM(Z_m)$ ,  $r$  – многоалфавитный ключ шифрования, есть  $r$ -набор  $\pi = (\pi_0, \pi_1, \dots, \pi_{r-1})$  с элементами в  $x$ .

Система Вижинера преобразует исходный текст  $(x_0, x_1, \dots, x_{n-1})$  в зашифрованный текст  $(y_0, y_1, \dots, y_{n-1})$  при помощи ключа  $\pi = (\pi_0, \pi_1, \dots, \pi_{r-1})$  по правилу:

$VIG_k : (x_0, x_1, \dots, x_{n-1}) \rightarrow (y_0, y_1, \dots, y_{n-1}) = (\pi_0(x_0), \pi_1(x_1), \dots, \pi_{n-1}(x_{n-1}))$ , где используется условие  $\pi_i = \pi_{i \bmod r}$ .

Следует признать, что подобные многоалфавитные подстановки доступны криптоаналитическому исследованию и криптостойкость системы резко убывает с уменьшением длины ключа.

Тем не менее, система шифр Вижинера не является ресурсоемкой и имеет высокую скорость шифрования даже при достаточно большой длине ключа [44].

Для организации защиты документооборота добывающего предприятия мною было разработано приложение для внесения ЭЦП в электронный документ. Общий вид приложения представлен на рисунке 4.17.

В результате выполнения приложения в выбранный файл помещается зашифрованная информация о владельце файла [45].

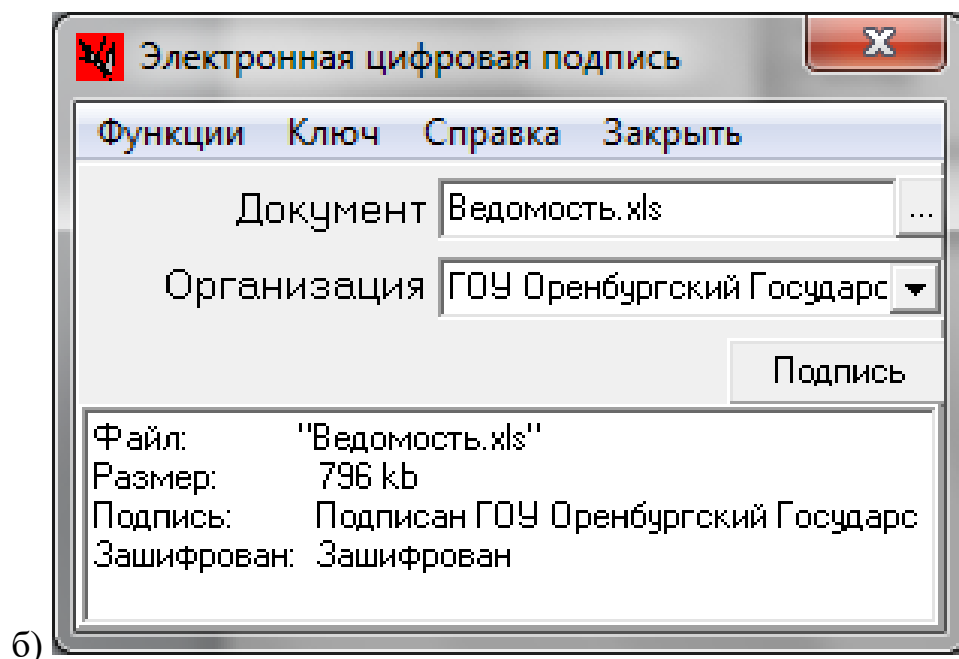
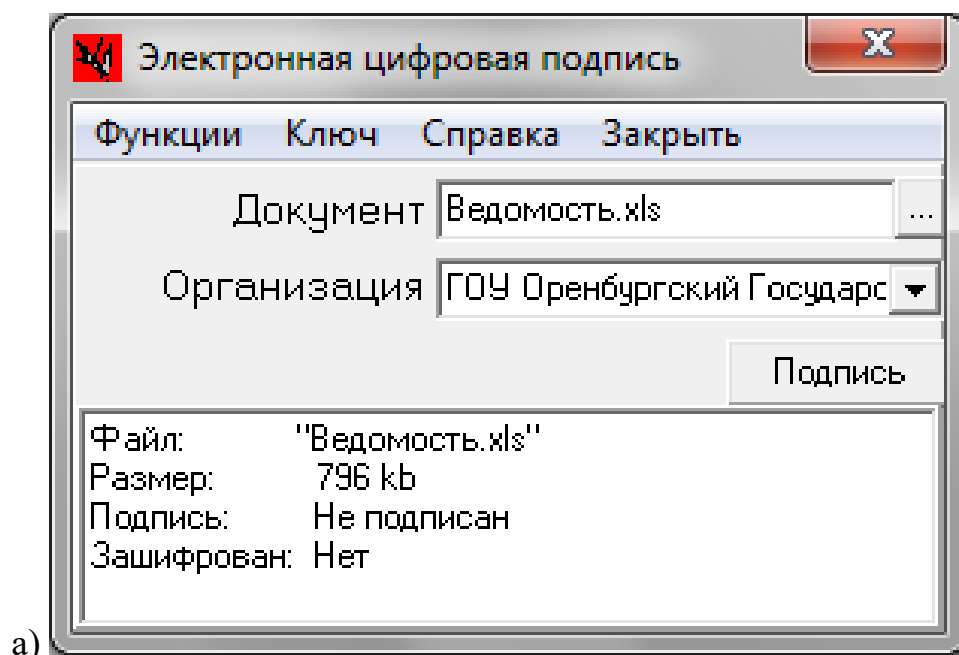


Рисунок 4.17 – Приложение для внесения ЭЦП в электронный документ:  
а) до внесения ЭЦП, б) после внесения ЭЦП

Таким образом, подписанный файл при чтении стандартными средствами неотличим от обычного, но при проверке на подпись может сообщить информацию об ответственном за представленную информацию лице, либо организации. Но при изменении файла, подпись исчезает, что

снимает всякую ответственность за измененную информацию с подписавшегося [46].

Данное приложение также можно использовать не только для внесения ЭЦП, но и для шифрования всего файла, что позволит повысить помехоустойчивость при передаче и конфиденциальность в целом.

Актуальность использования ЭЦП подтверждается и принятием Федерального Закона «Об электронной цифровой подписи», вступивший в силу с 22 января 2002 года, который закладывает основы решения проблемы обеспечения правовых условий для использования электронной цифровой подписи в процессах обмена электронными документами, при соблюдении которых электронная цифровая подпись признается юридически равнозначной собственноручной подписи человека в документе на бумажном носителе.

## ВЫВОДЫ ПО ЧЕТВЕРТОЙ ГЛАВЕ

1. Проведенный расчет по методике оценки достижимой эффективности эксплуатации месторождения углеводородов показал высокую эффективность и может быть применен для распределения ресурсов при подборе геолого-технических мероприятий на фонде добывающих скважин.

2. Применяя методику повышения достоверности результатов при обработке различных функционально зависимых показателей работы фонда эксплуатационных скважин с применением математического метода базовых кривых, можно прогнозировать изменение любых имеющихся геолого-промысловых эксплуатационных параметров, но следует помнить, что прогноз будет актуальным лишь на временном интервале, равным трети от анализируемого временного интервала.

3. Качественными эффектами от применения интегрированной модели будут являться: определение некондиционности исходных данных и обоснованное планирование необходимых исследований и замеров, разрушение «границ» между функциональными подразделениями, системный подход к созданию «новой» комплексной системы на базе цифровых решений.

4. Применение единого разработанной системы поддержки принятия решений на основе интегрированной модели позволяет существенно сократить время на проверку и обработку поступающей информации с промысла, увеличить обоснованность принятия решений по изменению технологических режимов работы скважин и по проведению геолого-технических мероприятий.

5. На основе представленных теоретических и экспериментальных исследований изложено новое научно обоснованное решение проблемы повышения эффективности эксплуатации углеводородного месторождения, практическая реализация метасистемного подхода в программном комплексе «Промысел» позволило повысить результативность подбора ГТМ для скважин

эксплуатационного фонда, а соответственно и эффективность эксплуатации месторождения в целом, на 7 %.

6. Для оценки изменения такого обобщенного показателя как эффективность эксплуатации углеводородного месторождения была введена система количественных показателей для каждого уровня предложенной многоуровневой системы управления: количество отклонений в технологических режимах, качество подготовки товарной нефти, количество мероприятий, направленных на систему транспорта, «бережных» ГТМ к общему количеству, объем средств на реализацию мероприятий и средств на научные исследования в области эффективности эксплуатации месторождений.

## Заключение

Использование многоуровневой АСУ эксплуатацией углеводородного месторождения позволяет разнести решение отдельных задач по довольно независимым уровням. Это позволяет уменьшить многосвязность системы и применить координатно-параметрическое управление. Координатное управление проводится в пределах уровней, а воздействия иерархически более высоких уровней меняет параметры подсистем.

Более точно оценивается в этом случае вклад каждого влияющего фактора в обеспечение в целом эффективности эксплуатации месторождения углеводородов. Интегральная методика оценки эффективности эксплуатации месторождения углеводородов позволяет объективно оценивать вклад каждого из перечисленных в работе воздействий и, соответственно, оптимально разделять управляющие ресурсы при организации управляющих воздействий с максимизацией общего уровня эффективности.

В результате выполнения диссертационной работы были получены следующие результаты:

1. Главным обобщенным показателем эффективного освоения природных подземных ресурсов является эффективность эксплуатации углеводородного месторождения, выражающаяся через себестоимость одной тонны добытых углеводородов.

2. Устраняющая многосвязность системы управления стратифицированная модель, включающая пять уровней: на первом уровне располагаются реальные составляющие, второй уровень объединяет их в систему, третий уровень – процессный – отражает динамику системы, четвертый уровень выделяется для оптимального определения соотношения эффект/затраты – экономический, последним пятым уровнем является социальный уровень. Такой подход позволил проводить поаспектный анализ и выбирать эффективные мероприятия при эксплуатации месторождения

углеводородов.

3. Введенный контур адаптации с информационной интегрированной по стратам моделью процесса эксплуатации месторождения позволил выявлять адекватные текущей ситуации управленческие решения, обеспечивающие повышение эффективности эксплуатации месторождения.

4. Разработанные алгоритмы управления с применением информационной интегрированной модели и методика выбора ГТМ позволили снизить долю низкоэффективных мероприятий на добывающем фонде скважин на 7 % и повысить уровень добычи углеводородов на 5,6 % при минимальном негативном влиянии на окружающую среду.

5. Разработанная автоматизированная система управления эксплуатацией углеводородного месторождения введена в промышленную эксплуатацию в ООО «Газпромнефть-Оренбург» (приказ о вводе в ПЭ, заключение Экспертной комиссии ООО «Газпромнефть-Оренбург», г.Оренбург). Алгоритмы автоматизированной системы управления производственными процессами добывающего предприятия (Программный комплекс «Промысел») в настоящее время используются в ООО «Сиант» (Справка о внедрении, г.Новосибирск), ООО «Новосибирском Научно-Техническом Центре» (Акт об использовании результатов диссертационного исследования, г.Новосибирск), в ООО «Новые интеллектуальные технологии» (Акт о внедрении, г.Оренбург), в ООО «Озна диджитал солюшн» (Акт о наличии практического интереса, г.Уфа), в ООО «Газпромнефть-Цифровые решения» (Акт-справка о внедрении).



## Список использованных источников

1. Закиров Э. С. К проблеме экономической оценки извлекаемых запасов углеводородного сырья / Недропользование XXI век, №4(54), 2015, с. 112-120.
2. Андреев, А.Ф. Оптимизация проектных решений освоения месторождений газодобывающего региона / А.Ф. Андреев, В.Д. Зубарева // Газовая промышленность. – 2012. – № 12. – С.26 – 28.
3. Пляскина, Н.И. Проблемы недропользования и методология формирования инвестиционных программ освоения нефтегазовых ресурсов / Н.И. Пляскина // Бурение и нефть. – 2017. – № 11. – С.17 – 20.
4. Pishchukhin A.M., Akhmedyanova G.F. The Formation Abstract Representations in the Product Quality Management / IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 2020. - Vol. 459, Iss. 6, pp. 1-6. doi: 10.1088/1755-1315/459/6/062032.
5. Пищухин, А.М. Многоуровневое управление конкурентоспособностью предприятия / А. М. Пищухин // Современные наукоемкие технологии, 2020. - № 10. - С. 252-257. – 6 с.
6. Ахмедьянова, Г.Ф. Многоуровневое управление техническим состоянием системы / Г.Ф. Ахмедьянова, А. М. Пищухин // Научно-технический вестник Поволжья, 2020. - № 10. - С. 18-21.
7. Pishchukhin A., Akhmedyanova G. The control subsystems study of the upper hierarchical levels / International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon. 2020. pp 1-5. Номер статьи 9271169. doi: 10.1109/FarEastCon50210.2020.9271169.
8. Мильнер Б. Качество управления важнейший фактор экономической безопасности // Вопросы экономики. 2024. № 12. с. 54-64.
9. Broderp J.F. Risk Analysis and the Security Survey. GB: Butter-worth-Heinemann, 2016. 393 с.

10. Крайнова, Э.А. Экономическая оценка эксплуатационных факторов риска освоения новых скважин / Э.А. Крайнова, Ю.В. Куярова // Записки Горного института. – 2018. – Т. 179. – с.31 – 35.
11. С. Д. Земляков, В. Ю. Рутковский, “Координатно-параметрическое управление. Определение, возможности, проблемы”, Автомат. и телемех., 1976, № 2, 107–115; Autom. Remote Control, 37:2 (1976), с 217–224
12. Indicators of sustainable development framework and methodologies. Department of Economic and Social Affairs. New York, 2021. 294 p. URL: [http://www.un.org/esa/sustdev/csd/csd9\\_indi\\_bp3.pdf](http://www.un.org/esa/sustdev/csd/csd9_indi_bp3.pdf), с 41
13. Буткевич, Р.В. Методические основы количественного оценивания технологических процессов /Р.В. Буткевич, Ю.С. Клочков, Т.С. Яницкая, С.А. Ярыгин // Известия Самарского научного центра Российской академии наук, 2015 г. - т. 7, №2, с 456-463.
14. Мухина А.Г., Шеляго Н.Д. Интегрированная компьютерная модель системы управления производством углеводородов//Научно-технический журнал «Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности», М., ВНИИОЭНГ, №7, 2018. - с.29-35.
15. Воробьев А.Е., Тчаро Х., Воробьев К.А. Цифровизация нефтяной промышленности: «интеллектуальный» нефтепромысел // Вестник Евразийской науки, 2018 №3, <https://esj.today/PDF/77NZVN318.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ
16. А.Н. Чубинский, И.М. Батырева, Д.С. Русаков Основы управления качеством. - СПбГЛТУ - 90 с.
17. Прошин, И.А. Интеллектуальная модель обучающегося как многоуровневая система управления / И.А. Прошин, Д.И. Прошин, Р.Д. Прошина // Журнал научных публикаций аспирантов и докторантов. 2019. -№ 1. - с. 70-75.
18. Integrated modeling as a tool to increase the development efficiency of the multilayer oil-gas-condensate field / E. V. Bogdanov; I. L. Chameev; D. A. Reshetnikov; I. V. Perevozkin; A. V. Tkachuk; A. N. Shorokhov. 2019 (12) Volume

2019, Issue 12: 52–55.Режимдоступа: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-12-52-55>.

19. Кумехов К.К. Моделирование функционирования интегрированных агропромышленных формирований. Монография/ Изд-во: «Скалар» Нальчик. 2000.

20. Лизогуб А.Н., Симоненко В.И., Симоненко М.В. Учебное пособие./ Саратов. Из-во Ай Пи Эр Медиа. С. 208

21. Савельев В. А., Токарев М. А., Чинаров А. С. Геолого-промысловые методы прогноза нефтеотдачи. – Ижевск: Издательский дом «Удмуртский университет», 2008.

22. Меркулов Н.Д. Формализация интегральной модели измерения экономической эффективности хозяйственной деятельности предприятия// Экономика и производство. №1. 2006. С. 22-25.

23. Тетерева Е.Н. Современные инструментальные средства имитационного моделирования//Образование и наука без границ: социально-гуманитарные науки. 2017. № 7. С. 25-29.

24. Синягин А.В. Методы формирования корпоративной системы маркетинга в интегрированных промышленных структурах: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата экономических наук. СПб. 2008. 19 с.

25. Абдрашитов, Р. Т. Синтез оптимальных автоматических систем управления сельскохозяйственными технологическими процессами: диссертация ... доктора технических наук : 05.13.07. - Оренбург, 1980. - 411 с.

26. Месарович М., Мако Д., Такахара И. Теория иерархических многоуровневых систем. Москва: Мир; 1973. 344 с.

27. Кумехов К.К., Асеева М.А. Моделирование как инструмент по выработке решений по организации интегрированного предприятия DOI: 2018, Выпуск №1(67) Январь 2018, Экономические науки; <https://doi.org/10.23670/IRJ.2018.67.138>

28. Шаныгин Сергей Иванович, Экономико-математические методы и модели поддержки принятия решений в интегрированных организационных структурах; Диссертация на соискание ученой степени доктора экономических наук Санкт-Петербург, 2020г., 425 с.

29. Антонова Г.М., Цвиркун А.Д. Оптимизационно-имитационное моделирование для решения проблем оптимизации современных сложных производственных систем // Проблемы управления, 2005. №5. С. 19–27.

30. Крылов В.Е. Состояние социально-экономической системы: проблемы моделирования и особенности идентификации параметров модели // Экономика и управление: проблемы, решения. 2018. Т. 5. № 9. С. 25-31.

31. В. Ю. Керимов, Р. Н. Бахтизин, К. И. Данцова, И. М. Салихова Моделирование месторождений и залежей нефти и газа для решения задач разведки и разработки // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2018. №3.

32. Усков, А.А. Системы управления с нечёткими комплексными моделями и их устойчивость / А.А. Усков, Е.В. Киселев // Автоматизация и современные технологии. 2005. - № 2. - С. 20 - 24.

33. Изотов А.Д., Маврикиди Ф.И., Хорьков С.А. Математический базис инновационных технологий нефтегазовой промышленности // Управление техносферой: электрон. журнал. 2019. Т.2. Вып. 4. URL: <http://f-ing.udsu.ru/technosphere>.

34. Галяутдинов И.М. Комплексный подход к подбору скважин-кандидатов для проведения ГТМ (на примере Восточного участка Оренбургского НГКМ) / И.М. Галяутдинов, А.Е.Череповицын // Нефть. Газ. Новации. – 2017 - №7. – С. 23 – 33.

35. SPE-176668-RU. Новый подход к расчету режима работы газлифтной скважины для оптимизации работы, 2015 / Р.А. Хабибуллин, Я.А. Бурцев.

36. Moitra, S.K., Chand, S., Barua, S., Adenusi, D., and Agrawal, V. A Fieldwide Integrated Production Model and Asset Management System for the Mumbai High Field. Offshore Technology Conference, 30 April-3 May, 2007, Houston, Texas, U.S.A. DOI: 10.4043/18678-MS.

37. Jansen, B., Dalsmo, M., Nøkleberg, L., Havre, K., Kristiansen, V., and Lemetayer, P. Automatic Control of Unstable Gas Lifted Wells. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 3-6 October, 1999, Houston, Texas. DOI: 10.2118/56832-MS.
38. Ezzine, M. GasLift Optimization by Real Time Monitoring using SCADA System. SPE Middle East Intelligent Energy Conference and Exhibition, 28-30 October, 2013, Manama, Bahrain. DOI: 10.2118/167438-MS.
39. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Москва: Нефть и Газ, 2003 – 816 с.
40. Brill, J.P., and Mukherjee, H. Multiphase Flow in Wells. SPE, Richardson, Texas, 1999.
41. M.B. Standing. Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon systems. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1981.
42. Beggs, H.D. and Robinson, J.R., Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems, JPT (1975).
43. Dranchuk, P.M. and Abou-Kassem, H. Calculation of Z Factors For Natural Gases Using Equations of State. J Can Pet Technol 14 (1975).
44. Vogel, J.V. Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells, JPT (Jan. 1968) 83-92; Trans., AIME, 243.
45. Richard Márquez. Modeling Downhole Natural Separation. Ph.D. Dissertation. Tulsa University, 2004.
46. Endres S, Simplicial Homology Global Optimisation. A Lipshitz global optimization algorithm. [https://stefan-endres.github.io/shgo/files/shgo\\_slides.pdf](https://stefan-endres.github.io/shgo/files/shgo_slides.pdf) [Accessed: July 2019].
47. SPE-196816-RU. Моделирование работы газлифтной скважины с автоматизированной системой управления подачи газлифтного газа, 2019 / Е.В. Юдин, Р.А. Хабибуллин.
48. Применение математического метода базовых кривых при обработке и анализе промысловой информации / Ломухин И.А., Рахматулина Л.Р. //

Вестник Оренбургского государственного университета. 2011. №16 (135). С. 79-81.

49. Разработка программного комплекса по сбору обработке и анализу геолого-промысловой информации "промысел" /Ломухин И.А. //Нефтепромысловое дело. 2010. №12. С. 61-62.

50. Организация защиты электронных документов с помощью цифровой подписи /Ломухин И.А. // Нефтепромысловое дело. 2009. №12. С. 61-63.

51. Программный комплекс проверки и загрузки геолого-технических отчетов, технологических режимов скважин и создания истории движения фонда скважин / Ломухин И.А., Вологин И.С. // Нефтепромысловое дело. 2008. №11. С. 72-74.

52. Modelling an Integrated Control Object; G Akhmedyanova, I Lomukhin, A Pishchukhin, в сборнике: 2022 IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 988 022075.

53. Моделирование работы газлифтной скважины с автоматизированной системой управления подачи газлифтного газа /Yudin, E., Khabibullin, R., Galyautdinov, I., Lomukhin, I., Murzaev, Y. В сборнике: Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2020.

54. Modeling of a gas-lift well operation with an automated gas-lift gas supply control system / Yudin E., Andrianova A., Goridko K., Smirnov N., Babin V., Chigarev G., Lomukhin I. /В сб.: SPE Russian Petroleum Technology Conference. 2019. С. 196816.

55. Верификация геолого-промысловых параметров работы скважин оренбургского нгкм /Ломухин И.А., Пищухин А.М. /В сб.: Университетский комплекс как региональный центр образования, науки и культуры. Материалы Всероссийской научно-методической конференции; Оренбург. гос. ун-т. – Электрон. дан. – Оренбург: ОГУ, 2022.

56. Ломухин, И.А. АСУ эксплуатацией месторождения углеводорода / И.А. Ломухин, А.М. Пищухин, Г.Ф. Ахмедьянова, А.И. Киян // Автоматизация. Современные технологии. – 2023. – №3. – С. 99-103.

57. Ломухин, И.А. Система автоматизированного управления комплексом геолого-технических мероприятий / И.А. Ломухин // Научно-технический вестник Поволжья. – 2022. – №10. – С. 34-38.

58. Ломухин, И.А. Особенности эксплуатации и способы определения оптимальных параметров работы скважин, вскрывающих карбонатные трещиноватые коллекторы, на примере нефтяных оторочек в оренбургского НГКМ / Е.В. Юдин, Г.А. Пиотровский, О.А. Колюк, Н.А. Смирнов, И.М. Галяутдинов, А.А. Сагиров, И.А. Ломухин // ПРОнефть. Профессионально о нефти. – 2020. – № 3 (17). – С. 26-32.

59. Автоматизация системы управления и контроля газлифтного газа при бескомпрессорной газлифтной эксплуатации скважины /Ломухин И.А., Полтавченко В.В., Ломухин С.А. /В сб.: Нефтегазовое производство - основа научно-технического прогресса и экономической стабильности. Материалы научно-практической конференции, посвященной 35-летию Оренбургского филиала РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Под общей редакцией С.Г. Горшенина. 2020. С. 440-443.

60. Создание цифрового двойника месторождения с помощью использования интегрированного моделирования /Ломухин И.А., Киян А.И. / В сб.: Нефтегазовое производство - основа научно-технического прогресса и экономической стабильности. Материалы научно-практической конференции, посвященной 35-летию Оренбургского филиала РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Под общей редакцией С.Г. Горшенина. 2020. С. 435-439.

61. Опыт применения технологии интегрированного моделирования на месторождении с газлифтным фондом скважин / Ломухин И.А., Киян А.И., Галяутдинов И.М., Овчинников А.С., Крохалев А.С. // Нефть. Газ. Новации. 2019. №12 (229). С. 34-37.

62. Гидравлический разрыв пласта - эффективный метод интенсификации притока нефтяных и газовых скважин / Кузнецов В.И., Кызыма К.Ю., Морозов М.А., Ломухин И.А. / В сб: Наследие И.М. Губкина: интеграция образования, науки и практики в нефтегазовой сфере. Материалы

международной научно-практической конференции. Под общей редакцией С.Г. Горшенина. 2018. С. 113-120.

63. Использование интеллектуальной СППР для выбора ГТМ на нефтяной скважине /Ломухин И.А., Борисов В.В., Дудко А.В., Кузнецов В.И. / В сб.: Наследие И.М. Губкина: интеграция образования, науки и практики в нефтегазовой сфере. Материалы международной научно-практической конференции. Под общей редакцией С.Г. Горшенина. 2018. С. 161-165.

64. Применение интеллектуальных систем при подготовке специалистов технических специальностей / Ломухин И.А., Ломухина Л.Р. / В сб.: Университетский комплекс как региональный центр образования, науки и культуры. Материалы Всероссийской научно-методической конференции. 2016. С. 2502-2505.

65. Применение интеллектуальных СППР для выбора оптимального решения /Ломухин И.А., Ломухина Л.Р. /В сб.: Наука и образование: фундаментальные основы, технологии, инновации. Сборник материалов Международной научной конференции, посвященной 60-летию Оренбургского государственного университета. 2015. С. 227-230.

66. Разработка программного продукта для анализа геолого-технических мероприятий на газодобывающей скважине /Ломухин И.А., Пищухин А.М. / В сб.: Современные информационные технологии в науке, образовании и практике. Материалы XI Всероссийской научно-практической конференции. Оренбургский государственный университет. 2014. С. 254-257.

67. Защита документов с помощью ЭЦП /Пищухин А.М., Ломухин И.А., Ломухина Л.Р. / В сб.: Университетский комплекс как региональный центр образования, науки и культуры. Материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием). 2013. С. 1896-1900.

68. Разработка и внедрение мультимедийного программного продукта "машинно-ориентированное программирование" в образовательный процесс / Медведев В.А., Петряков В.С., Ломухин И.А. / В сб.: Современные информационные технологии в науке, образовании и практике. Материалы VI



всероссийской научно-практической конференции (с международным участием). 2007. С. 299-304.

69. Ломухин И.А. Программа выбора геолого-технического мероприятия в многомерном пространстве. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ 2021680737, 14.1 RU 2.2021. Заявка № 2021680212 от 10.12.2021.

70. Ломухин И.А. Программа выбора геолого-технического мероприятия на основе комплексного критерия. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ 2021681054, 17.12.2021. Заявка № 2021680263 от 10.12.2021.

71. Ломухин И.А. Темп падения базовой добычи нефти. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ 2020666817, 16.12.2020. Заявка № 2020664258 от 13.11.2020.

72. Ломухин И.А. Программный модуль прогнозирования добычи нефти после интенсификации притока. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ 2020666818, 16.12.2020. Заявка № 2020664256 от 13.11.2020.

73. Ломухин И.А. Расчетный модуль сопоставления совместных замеров расхода аг, рзаб, дебита жидкости. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2019664167, 01.11.2019. Заявка № 2019662793 от 16.10.2019.

74. Ломухин И.А. Верификация исходных данных для построения ИМ. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2019664179, 01.11.2019. Заявка № 2019662796 от 16.10.2019.

75. Ломухин И.А. Программный модуль для автоматического формирования графика гди. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2019664251, 01.11.2019. Заявка № 2019662791 от 16.10.2019.

76. Ломухин И.А. Программа для поиска и сравнения пользовательских файлов. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2018662810, 16.10.2018. Заявка № 2018660503 от 01.10.2018.

77. Ломухин И.А. Проверка ежемесячного отчета технологический режим работы скважин. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2018662811, 16.10.2018. Заявка № 2018660498 от 01.10.2018.

78. Ломухин И.А. Программа навигации по файловому архиву гипи. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2018663685, 01.11.2018. Заявка № 2018660506 от 01.10.2018.

79. Ломухин И.А. База данных геолого-промысловой информации для интеллектуальной сппр о выборе геолого-технических мероприятий для всех типов скважин. Свидетельство о регистрации базы данных RU 2018620445, 15.03.2018. Заявка № 2016621633 от 09.12.2016.

80. Ломухин И.А. Интеллектуальная сппр о выборе геолого-технических мероприятий для всех типов скважин. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2017611590, 06.02.2017. Заявка № 2016663539 от 09.12.2016.

81. РД 153-39.1-004-96. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов / М-во топлива и энергетики РФ; Гос. предприятие Роснефть ; Рос. межотраслевой науч.-техн. комплекс Нефтеотдача ; ВНИИнефть им. акад. А.П. Крылова. - М., 2021. – 79 с.

82. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин /под ред. Г.А.Зотова, З.С.Алиева. – М.: Недра, 2020г. – 301с.

83. Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам: учеб. пособие. - М.: Недра, 2006. – 595 с.

84. Каневская Р.Д., Дияшев И.Р., Некипелов Ю.В. Применение гидравлического разрыва пласта для интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи. Журнал «Нефтяное хозяйство». – 2002. № 5. - С. 96 – 100.

85. Шустер В.Л. Горизонтальные скважины и ГРП при освоении ресурсов УВ в низкопроницаемых породах (опыт США). Материалы научно-практической конференции: «Горизонтальные скважины и ГРП в повышении

эффективности разработки нефтяных месторождений». Казань: Изд-во «Слово», 2017. – 320 с.

86. Муслимов Р.Х. Повышение роли ГРП в системах разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными ресурсами. Материалы научно-практической конференции: «Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений». Казань: Изд-во «Слово», 2017. – 320 с.

87. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для вузов, - 2-е изд., переработ. и доп. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. – 365 с.

88. Хасанов М.М. Методические основы управления разработкой месторождений ОАО НК «Роснефть с применением гидроразрыва пласта// Нефтяное хозяйство. – 2007. № 3. - С. 38 – 40.

89. Горизонтальные скважины с многостадийным ГРП в условиях Приобского месторождения. / Бархатов Е.А., Яркеева Н.Р., Ntftegaz.RU. – 2017 - №3, . 54 – 58.

90. Первый многостадийный гидроразрыв пласта на Оренбургском НГКМ. <https://teknoblog.ru/2013/09/29/2807>

91. Кислотный МГРП. Новаторский подход для карбонатных коллекторов.

92. Применение гидроразрыва с каналами обеспечивает устойчивое увеличение продуктивности скважин в условиях низкотемпературных коллекторов Царичанского месторождения. SPE-176724-RU.

93. Никоненко И.С., Васильев Ю.Н Газодобывающее предприятие как сложная система. – М.: ОАО «Издательство Недр», 1998.

94. Филиппов, В. А. Интеллектуальный анализ данных: методы и средства / В. А. Филиппов. - М. : Эдиториал УРСС, 2001.

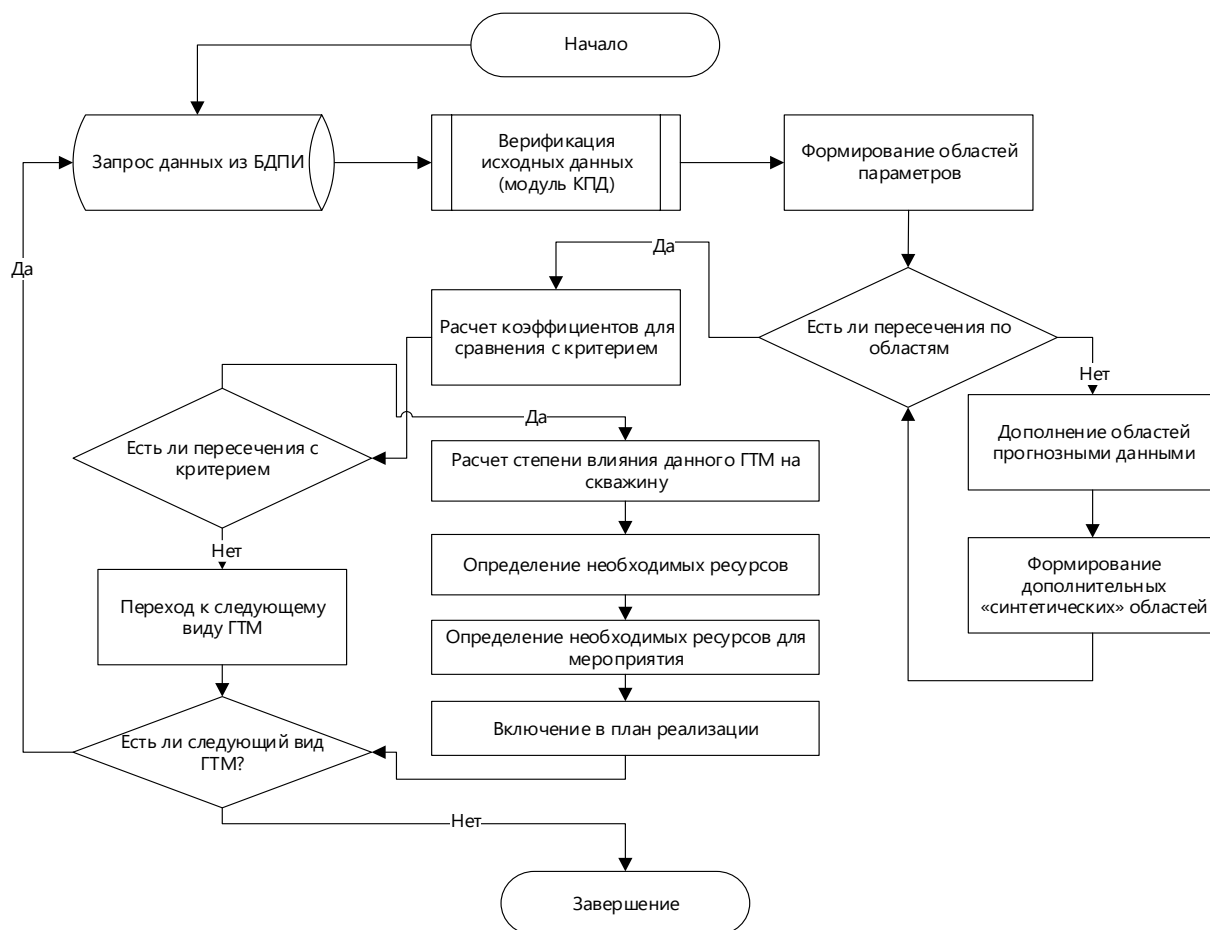
95. Дюк, В. Data mining : учеб. курс / В. Дюк, А. Самойленко. -СПб. : Питер, 2001. - 386 с.

96. Забежайло, М. И. Интеллектуальный анализ данных - новое направление развития информационных технологий / М. И. Забежайло // НТИ. Сер. 2: Информационные процессы и системы. - 1998. - № 5.
97. Методы и модели анализа данных: OLAP и Data Mining / А. А. Барсегян [и др.]. - СПб.: БХВ-Петербург, 2004.
98. Дуброва, Т. А. Статистические методы прогнозирования / Т. А. Дуброва. - М. : Юнити-Дана, 2003.
99. Дубров, А. М. Многомерные статистические методы / А. М. Дубров, В. С. Мхитарян, Л. И. Трошин. - М. : Финансы и статистика, 1998.
100. Юрков, Н.К. Интеллектуальные компьютерные обучающие системы: Монография. / Н.К. Юрков. – Пенза: Издательство ПГУ, 2010. – 306 с. – ISBN 978-5-94170-355-5.
101. Берштейн, Л. С. Модели и методы принятия решений в интегрированных интеллектуальных системах / Л.С. Берштейн, В.П. Карелин, А.Н. Целых. – Ростов на Дону: РГУ, 1999. – 159 с.
102. Голицына, И. Н. Эффективность использования моделирующей учебной системы в вузе / И. Н. Голицына, В. И. Немтарев // Профессиональное образование. – 1999. – № 3. – С. 54–56.
103. Вагин, В.Н. Некоторые базовые принципы построения интеллектуальных систем поддержки принятия решений реального времени / В.Н. Вагин, А.П. Еремеев. – М.: Известия РАН. Теория и системы управления, 2004. – 238 с.
104. Аткинсон, Леон. MySQL. Библиотека профессионала.: Пер. с англ. – М.: Издательство дом «Вильямс», 2002.
105. Кузнецов С.Д. СУБД (системы управления базами данных) и файловые системы. М.: Майор, 2001.

## Приложение А

### Алгоритмы системы поддержки принятия решений (Фрагмент)

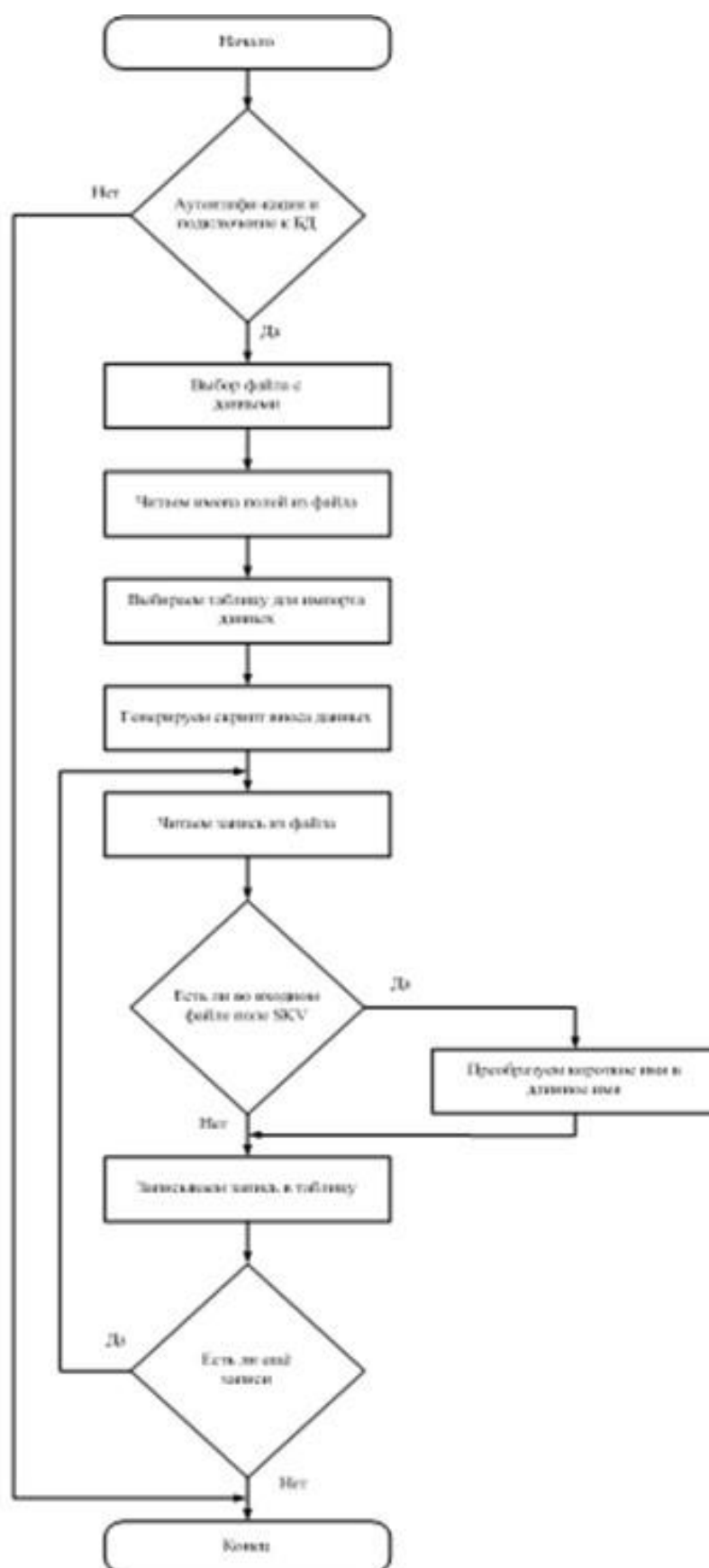
#### Схема алгоритма управления выбором геолого-технического мероприятия



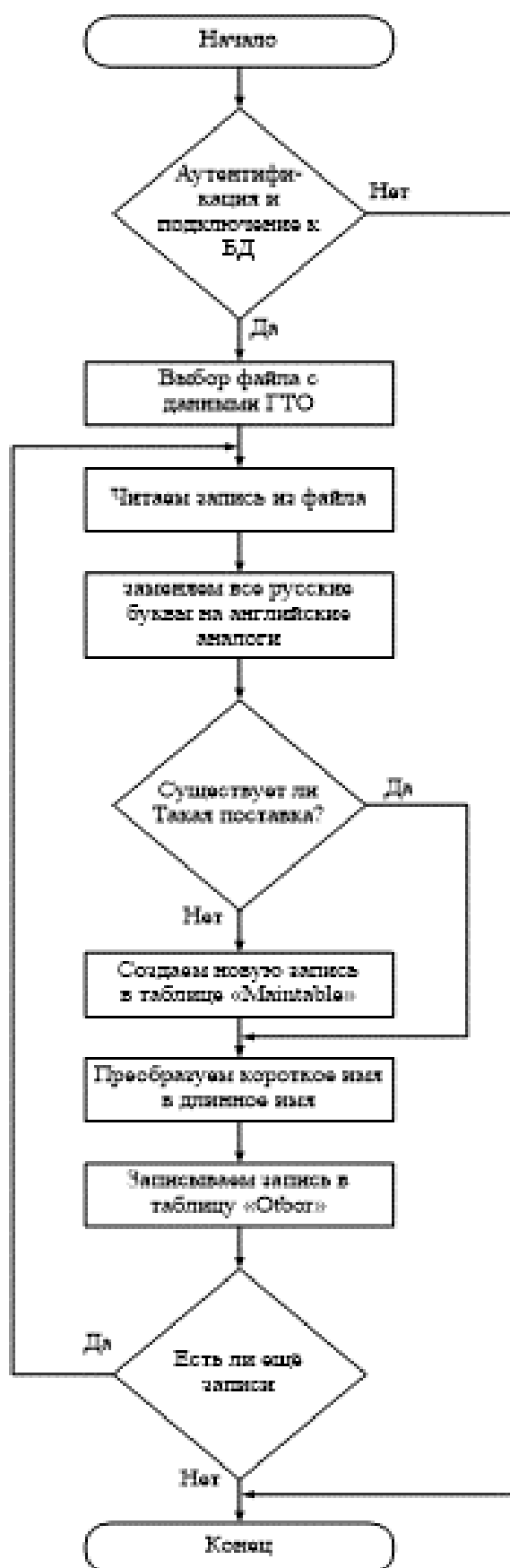
## Схема алгоритма управления прогнозированием добычи нефти после интенсификации притока



## Схема алгоритма управления верификацией исходных данных для построения ИМ



## Схема алгоритма управления проверкой ежемесячного отчета технологический режим работы скважин





## Приложение Б

Исходный код модулей программного комплекса «Промысел»  
(Фрагменты)

**Модуль «Верификация исходных данных для построения ИМ»**  
(Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2019664179, 01.11.2019.)

```
Private Sub CommandButton1_Click()
interface

uses
  Windows,
  Messages,
  SysUtils,
  Classes,
  Graphics,
  Forms,
  Dialogs,
  StdCtrls,
  ScktComp,
  Buttons,
  Menus,
  XPMan,
  ExtCtrls,
  Registry,
  ShlObj,
  ActiveX,
  ComObj,
  Controls, ComCtrls, Grids;

const
  WM_MYICONNOTIFY = WM_USER +
123;

type
  Tconnect = record
    ip: String[20];
    Login: String[50];
    name,nik: String[30];
    ID: integer; // идентиф
    mess: String[255];
  end;
  T_connect_list=array of Tconnect;
  PopupMenu1: TPopupMenu;
  RestoreItem: TMenuItem;
  FileExitItem1: TMenuItem;
  HideItem: TMenuItem;
  PopupMenu2: TPopupMenu;
  N13: TMenuItem;
```

```
Panel1: TPanel;
GroupBox1: TGroupBox;
Panel2: TPanel;
BitBtn1: TBitBtn;
Edit1: TEdit;
  procedure RestoreMainForm;
  procedure HideMainForm;
  procedure
changeTrayIcon(hIcon_:HIcon);
  procedure CreateTrayIcon(n: Integer);
  procedure DeleteTrayIcon(n: Integer);
  protected
    Procedure LastFocus(var Mess :
TMessage);
    message WM_ACTIVATE;
  end;
var
  Form1: TForm1;
  name_nik:string;
  FWInfo: TFLASHWINFO;

implementation

{$R *.dfm}

uses
  ShellApi,WinSock;

var type_ser_cl:byte; //server - 0, клиент - 1
    ic,ex_bool:boolean;
    connect_list:T_connect_list;
    kol_connect:integer;

Procedure TForm1.LastFocus(var Mess :
TMessage);
Begin
  IF Mess.wParam = WA_INACTIVE Then
    ic:=true
  Else
    begin
      Application.Icon:=Image1.Picture.Icon;
```

```

    InvalidateRect(Application.Handle, nil,
True);

changeTrayIcon(Application.Icon.Handle);
    end;
    Inherited;
End;

procedure TForm1.WMICON(var msg:
TMessage);
var
    P: TPoint;
begin
    case msg.LParam of // обработка
    обратных сообщений
        WM_RBUTTONDOWN: //по нажатию
    левой клавиши, WM_RBUTTONUP по
    правой
        begin
            GetCursorPos(p);

SetForegroundWindow(Application.MainFo
rm.Handle);
            PopupMenu1.Popup(P.X, P.Y);
        end;
        WM_LBUTTONDOWNBLCLK:
            RestoreItemClick(Self);
        // WM_LBUTTONDOWNBLCLK:
        // RestoreItemClick(Self); //как Default
    end;
end;

procedure
TForm1.WMSYSCOMMAND(var msg:
TMessage);
begin
    inherited; //обработка минимизирования
    окна, не сворачивается а скрывается
    if (Msg.wParam = SC_MINIMIZE) then
        HideItemClick(Self);
    end;

    { with Form1 do
        SetWindowPos(Handle,
            HWND_TOPMOST,
            Left,
            Top,
            Width,
            Height,
            SWP_NOACTIVATE or
            SWP_NOMOVE or SWP_NOSIZE); }
end;

```

```

procedure Delay(ms: longint);
var
    TheTime: LongInt;
begin
    TheTime := GetTickCount + ms;
    while GetTickCount < TheTime do
        Application.ProcessMessages;
    end;

procedure AddColoredLine(ARichEdit:
TRichEdit; AText: string; AColor: TColor);
begin
    with ARichEdit do
        begin
            SelStart := Length(Text);
            SelAttributes.Color := AColor;
            SelAttributes.Size := 8;
            SelAttributes.Name := 'MS Sans Serif';
            Lines.Add(AText);
        end;
    end;

procedure TForm1.flash;
begin
    { with FWInfo do
        begin
            cbSize := SizeOf(FWInfo); // Size of
    structure in bytes
            hWnd := Application.Handle; //
    Main's form handle
            dwFlags := FLASHW_TRAY; //
    Flash both caption & task bar
            uCount := 5; // Flash 10 times
            dwTimeOut := 200; // Timeout is
    1/10 second apart
        end;
        FlashWindowEx(FWInfo);}
    FlashWindow(Application.Handle,true);
end;

function CreateShortcut(const FilePath,
ShortcutPath,
WorkDir, Description, Params:
string):boolean;
var
    obj: IUnknown;
    isl: IShellLink;
    ipf: IPersistFile;
begin
    try

```

```

result:=false;
obj :=
CreateComObject(CLSID_ShellLink);
isl := obj as IShellLink;
ipf := obj as IPersistFile;
with isl do
begin
    SetPath(PChar(FilePath));
    SetArguments(PChar(Params));
    SetDescription(PChar(Description));
    SetWorkingDirectory(PChar(WorkDir));
end;

ipf.Save(PWChar(WideString(ShortcutPath)
), False);
result:=true;
except
end;
end;

function TForm1.my_message(const Msg:
string; DlgType: TMsgDlgType;
title_message:string;
Buttons: TMsgDlgButtons; Captions:
array of string): integer;
// сообщение с русскими буквами
var
    aMsgDlg: TForm;
    i: Integer;
    dlgButton: TButton;
    CaptionIndex: Integer;
begin
    aMsgDlg := CreateMessageDialog(Msg,
DlgType, Buttons);
    captionIndex := 0;
    for i := 0 to aMsgDlg.ComponentCount - 1
do
    begin
        if (aMsgDlg.Components[i] is TButton)
then
            begin
                dlgButton :=
TButton(aMsgDlg.Components[i]);
                if CaptionIndex > High(Captions) then
Break;
                dlgButton.Caption :=
Captions[CaptionIndex];
                dlgButton.TabOrder:=0;
                Inc(CaptionIndex);
            end;
        end;
    end;
    aMsgDlg.Caption :=title_message ;

```

```

Result := aMsgDlg.ShowModal;
end;

function GetSysFocus: Integer;
var
    hFgWin, FgThreadID, hFocusWin:
Integer;
begin
    hFgWin := GetForegroundWindow;
    FgThreadID :=
GetWindowThreadProcessID(hFgWin, nil);
    if
AttachThreadInput(GetCurrentThreadId,
FgThreadID, True) then
        begin
            hFocusWin := GetFocus;
            Result := GetFocus;
            AttachThreadInput(GetCurrentThreadId,
FgThreadID, False);
        end
    else
        Result := GetFocus;
    end;
end;

procedure TForm1.IP1Click(Sender:
TObject);
begin
    AddColoredLine(RichEdit1, 'IP:
'+GetLocalIP, clGreen);
    AddColoredLine(RichEdit1, 'Доменное
имя: '+IPAddrToName(GetLocalIP),
clGreen);
    { with memo1.Lines do
        begin
            Add('IP: '+GetLocalIP);
            Add('Доменное имя:
'+IPAddrToName(GetLocalIP));
        end; }
end;

procedure TForm1.Edit1KeyPress(Sender:
TObject; var Key: Char);
begin
    if key=#13 then
        BitBtn1Click(Self);
end;

procedure TForm1.BitBtn1Click(Sender:
TObject);
begin
    if (Edit1.Text<>") then
        case type_ser_cl of

```

```

0: if ServerSocket1.Active then
    if
ServerSocket1.Socket.ActiveConnections>0
then
    begin

ServerSocket1.Socket.Connections[0].Send
Text(name_nik+'['+TimeToStr(now)+']:
'+Edit1.Text);
        AddColoredLine(RichEdit1,
name_nik+'['+TimeToStr(now)+']:
'+Edit1.Text, clblue);
//      memo1.Lines.Add(name_nik+'
'+Edit1.Text);
        edit1.Clear;
        end;
1: if ClientSocket1.Active then
    begin

ClientSocket1.Socket.SendText(name_nik+'
['+TimeToStr(now)+']: '+Edit1.Text);
        AddColoredLine(RichEdit1,
name_nik+'['+TimeToStr(now)+']:
'+Edit1.Text, clblue);
//      memo1.Lines.Add(name_nik+'
'+Edit1.Text);
        edit1.Clear;
        end;
    end;

procedure TForm1.PDisconnectPsi;
var i:integer;
begin
    case type_ser_cl of
        0: if ServerSocket1.Active then
            begin
                if
ServerSocket1.Socket.ActiveConnections>0
then

ServerSocket1.Socket.Connections[0].Send
Text('отключен');
                AddColoredLine(RichEdit1, '*****
'+['+TimeToStr(now)+']+' Сервер
отключен... *****', clGreen);
//      memo1.Lines.Add('Сервер
отключен...');
                Caption:='PSI_Chart';
                mmNet.Enabled:=true;
                if pos('Гость',name_nik)>0 then
                    name_nik:='Гость';

```

```

sleep(100);
ServerSocket1.Active:=false;
end;
1: begin
    if ClientSocket1.Active then

ClientSocket1.Socket.SendText('отключен')
;
        AddColoredLine(RichEdit1, '*****
'+['+TimeToStr(now)+']+' Отключен от
сервера... *****', clGreen);
//      memo1.Lines.Add('Отключен от
сервера...');
        Caption:='PSI_Chart';
        mmNet.Enabled:=true;
        if pos('Гость',name_nik)>0 then
            name_nik:='Гость';
            sleep(100);
            ClientSocket1.Active:=false;
        end;
    end;
end;

procedure TForm1.N4Click(Sender:
TObject);
begin
// memo1.Lines.Clear;
RichEdit1.Lines.Clear;
end;

procedure TForm1.N6Click(Sender:
TObject);
begin
// Memo1.Lines.SaveToFile('history.txt');
RichEdit1.Lines.SaveToFile('history.txt');
ShowMessage('История сохранена в файл
history.txt!');
end;

procedure TForm1.FormResize(Sender:
TObject);
begin
edit1.Width:=form1.Width-Panel2.Width-
20;
end;

procedure TForm1.N7Click(Sender:
TObject);
var
    UserDesktop: string;
    R: TRegIniFile;
begin

```

```

R := TRegIniFile.Create("");
with R do
begin
    RootKey := HKEY_CURRENT_USER;
    UserDesktop
:=ReadString('Software\Microsoft\Windows
\CurrentVersion\Explorer\Shell
Folders','desktop', '');
    Free;
end;
if FileExists(UserDesktop +
'\PSI_Chat.lnk') then
    my_message('Ярлык для PSI_Chat уже
существует на рабочем
столе!',mtWarning, 'Создание ярлыка',
[mbOk],[Ok'])
else
    if CreateShortcut(Application.ExeName,
UserDesktop + '\PSI_Chat.lnk', "", "") then
        my_message('Ярлык для PSI_Chat
создан на рабочем столе!', mtInformation,
'Создание ярлыка', [mbOk],[Ok']);
end;

procedure
TForm1.ClientSocket1Error(Sender:
TObject);
    Socket: TCustomWinSocket; ErrorEvent:
TErrEvent;
    var ErrorCode: Integer);
begin
    case ErrorCode of
        10061: my_message('Не удалось
подключиться! Возможно неверный
адрес сервера..',mtWarning,
'Подключение..', [mbOk],[Отмена']);
    end;
    ErrorCode:=0;
end;

procedure TForm1.N8Click(Sender:
TObject);
begin
    if InputQuery('Имя пользователя','Ник:
',name_nik) then
        my_message('Теперь Ваш ник:
'+#13+name_nik, mtInformation,
'Редактирование ника',
[mbOk],[Здорово!']);
end;

```

```

procedure TForm1.FormActivate(Sender:
TObject);
begin
    edit1.Width:=form1.Width-Panel2.Width-
20;
    name_nik:='Гость';
    N8Click(Self);
    ic:=true;
    CreateTrayIcon(1);
    Edit1.SetFocus;
    ex_bool:=false;
end;

```

```

procedure TForm1.N2Click(Sender:
TObject);
begin
    kol_connect:=0;
    SetLength(connect_list,0);
    ServerSocket1.Active:=true;
    type_ser_cl:=0;
    Caption:=Caption+' - Сервер';
    mmNet.Enabled:=false;
    if name_nik='Гость' then
        name_nik:=name_nik+' сервер';

```

```

AddColoredLine(RichEdit1, 'IP:
'+GetLocalIP, clGreen);
AddColoredLine(RichEdit1, 'Доменное
имя: '+IPAddrToName(GetLocalIP),
clGreen);

```

```

{with Form1 do
SetWindowPos(Handle,
    HWND_TOPMOST,
    Left,
    Top,
    Width,
    Height,
    SWP_NOACTIVATE or
SWP_NOMOVE or SWP_NOSIZE); }

```

```

{ with memo1.Lines do
begin
    Add('IP сервера: '+GetLocalIP);
    Add('Доменное имя:
'+IPAddrToName(GetLocalIP));
end;}
end;

```

```

procedure TForm1.N1Click(Sender:
TObject);
var s:string;

```

```

begin
s:='192.168.0.185';
if InputQuery('Адрес сервера','server IP:
's) then
try
ClientSocket1.Address:=s;
ClientSocket1.Active:=true;
except
end;
end;

```

```

procedure
TForm1.ClientSocket1Connect(Sender:
TObject;
Socket: TCustomWinSocket);
begin
mmNet.Enabled:=false;
Caption:=Caption+' - Клиент';
if name_nik='Гость' then
name_nik:=name_nik+' клиент';
type_ser_cl:=1;
ClientSocket1.Socket.SendText('*****
'+[+TimeToStr(now)+'] '+name_nik+'
подключен к серверу
'+ClientSocket1.Address+' *****');
AddColoredLine(RichEdit1, '*****
'+[+TimeToStr(now)+'] '+name_nik+'
подключен к серверу
'+ClientSocket1.Address+' *****', clGreen);
// memo1.lines.add(name_nik+' подключен
к серверу '+ClientSocket1.Address);
end;

```

```

procedure TForm1.N10Click(Sender:
TObject);
begin
PDisconnectPsi;
end;

```

```

procedure TForm1.FormClose(Sender:
TObject; var Action: TCloseAction);
begin
if ex_bool then
PDisconnectPsi
else
begin
Action:=caNone;
HideItemClick(Self);
end;
end;

```

```

procedure
TForm1.ServerSocket1ClientRead(Sender:
TObject;
Socket: TCustomWinSocket);
var Str: string;
begin
Str:=Socket.ReceiveText;
if Str ='отключен' then
PDisconnectPsi
else
AddColoredLine(RichEdit1, Str, clRed);
end;

```

```

procedure
TForm1.ClientSocket1Read(Sender:
TObject;
Socket: TCustomWinSocket);
var Str: string;
begin
Str:=Socket.ReceiveText;
if Str ='отключен' then
PDisconnectPsi
else
AddColoredLine(RichEdit1, Str, clRed);
// InvalidateRect(Application.Handle, nil,
True);
// memo1.lines.add(Str);
end;

```

```

procedure TForm1.FormDeactivate(Sender:
TObject);
begin
{with Form1 do
SetWindowPos(Handle,
HWND_TOPMOST,
Left,
Top,
Width,
Height,
SWP_NOACTIVATE or
SWP_NOMOVE or SWP_NOSIZE); }

end;

```

```

procedure TForm1.FormShow(Sender:
TObject);
begin
{with Form1 do
SetWindowPos(Handle,
HWND_TOPMOST,

```

```

Left,
Top,
Width,
Height,
SWP_NOACTIVATE or
SWP_NOMOVE or SWP_NOSIZE);}
end;

procedure
TForm1.RichEdit1Change(Sender:
TObject);
var DC: HDC;
    Icon: HICON;
begin
    SendMessage(RichEdit1.Handle,
EM_SCROLL, SB_LINEDOWN, 0);
    if not(Application.Active) then
        begin
            DC := GetWindowDC(Panel1.Handle);

```

```

Icon:= LoadIcon(0, IDI_QUESTION);
Application.Icon.Handle:=Icon;
InvalidateRect(Application.Handle, nil,
True);

changeTrayIcon(Application.Icon.Handle);
flash;
{ delay(5000);
    InvalidateRect(Application.Handle, nil,
True); }
end;
end;

end.

```

### Модуль «Темп падения базовой добычи нефти»

(Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ 2020666817, 16.12.2020)

```

Private Sub CommandButton1_Click()
Dim i, j, z As Integer
Dim str_rez_tek As Integer
Dim skv_nam_ish, data_ish, mest_name_ish
As String
Dim sheet_name_tek, mest_name_tek As
String

Dim array_param_opis(8, 1) As String

array_param_opis(0, 0) = "Dob_n"
array_param_opis(0, 1) = 9
array_param_opis(1, 0) = "Time_r"
array_param_opis(1, 1) = 16

array_param_opis(2, 0) = "Dob_PNG"
array_param_opis(2, 1) = 11

array_param_opis(3, 0) = "Deb_n"
array_param_opis(3, 1) = 13
array_param_opis(4, 0) = "Deb_zh"
array_param_opis(4, 1) = 14
array_param_opis(5, 0) = "Dob_zh"
array_param_opis(5, 1) = 10
array_param_opis(6, 0) = "Time_p"
array_param_opis(6, 1) = 17

```

```

array_param_opis(7, 0) = "Time_n"
array_param_opis(7, 1) = 18
array_param_opis(8, 0) = "Obv"
array_param_opis(8, 1) = 12

For z = 0 To 1
    sheet_name_tek =
CStr(array_param_opis(z, 0))
    Sheets(sheet_name_tek).Select
        i = 2

        While Trim(Sheets("Исходные").Cells(i,
4)) <> ""
            skv_nam_ish =
Trim(Sheets("Исходные").Cells(i, 4))
            mest_name_ish =
Trim(Sheets("Исходные").Cells(i, 3))
            If Trim(Sheets("Исходные").Cells(i, 2)) >
9 Then
                data_ish = "01." +
Trim(Sheets("Исходные").Cells(i, 2)) + "."
+ Trim(Sheets("Исходные").Cells(i, 1))
            Else
                data_ish = "01.0" +
Trim(Sheets("Исходные").Cells(i, 2)) + "."
+ Trim(Sheets("Исходные").Cells(i, 1))

```

```

End If

str_rez_tek = 2

Do While
Sheets(sheet_name_tek).Cells(str_rez_tek,
2) <> ""
    If
CStr(Sheets(sheet_name_tek).Cells(str_rez_
tek, 1)) = mest_name_ish Then
        If
(CStr(Sheets(sheet_name_tek).Cells(str_rez
_tek, 2)) = skv_nam_ish) Then
            Exit Do
        End If
    End If
    str_rez_tek = str_rez_tek + 1
Loop

If
Sheets(sheet_name_tek).Cells(str_rez_tek,
2) = "" Then

Sheets(sheet_name_tek).Cells(str_rez_tek,
1) = CStr(Trim(Sheets("Исходные").Cells(i,
3)))

Sheets(sheet_name_tek).Cells(str_rez_tek,
2) = CStr(Trim(Sheets("Исходные").Cells(i,
4)))

Sheets(sheet_name_tek).Cells(str_rez_tek,
3) = CStr(Trim(Sheets("Исходные").Cells(i,
5)))

Sheets(sheet_name_tek).Cells(str_rez_tek,
4) = CStr(Trim(Sheets("Исходные").Cells(i,
6)))

Sheets(sheet_name_tek).Cells(str_rez_tek,
5) = CStr(Trim(Sheets("Исходные").Cells(i,
7)))

Sheets(sheet_name_tek).Cells(str_rez_tek,
6) = CStr(Trim(Sheets("Исходные").Cells(i,
8)))
End If

j = 7
Do While
Sheets(sheet_name_tek).Cells(1, j) <> ""

```

```

    If CStr(Sheets(sheet_name_tek).Cells(1,
j)) = data_ish Then

Sheets(sheet_name_tek).Cells(str_rez_tek, j)
= Sheets(sheet_name_tek).Cells(str_rez_tek,
j) + Sheets("Исходные").Cells(i,
CInt(array_param_opis(z, 1)))
        Exit Do
    End If

    j = j + 1
Loop

    i = i + 1
Wend

Next z

End Sub

Private Sub CommandButton2_Click()
'Sheets.Add After:=Sheets(Sheets.Count)
'Range("L28").Select
'Sheets("Лист1").Select
'Sheets("Лист1").Name = "AB"
'Range("I39").Select
'Sheets("Dob_n").Select
'Sheets("Dob_n").Copy After:=Sheets(11)
'Sheets("Dob_n (2)").Select
'Sheets("Dob_n (2)").Name =
"Dob_n_sdv"
'Range("CK48").Select
Dim z As Integer
Dim str_rez_tek, stol_rez_per, stol_rez_tek
As Integer
Dim sheet_name_tek As String

Dim array_param_opis(8, 1) As String

array_param_opis(0, 0) = "Dob_n"
array_param_opis(0, 1) = 9
array_param_opis(1, 0) = "Dob_zh"
array_param_opis(1, 1) = 10
array_param_opis(2, 0) = "Dob_PNG"
array_param_opis(2, 1) = 11

array_param_opis(3, 0) = "Deb_n"
array_param_opis(3, 1) = 13
array_param_opis(4, 0) = "Deb_zh"

```



```

array_param_opis(4, 1) = 14
array_param_opis(5, 0) = "Time_r"
array_param_opis(5, 1) = 16
array_param_opis(6, 0) = "Time_p"
array_param_opis(6, 1) = 17
array_param_opis(7, 0) = "Time_n"
array_param_opis(7, 1) = 18
array_param_opis(8, 0) = "Obv"
array_param_opis(8, 1) = 12

```

```
For z = 0 To 2
```

```

    sheet_name_tek =
    CStr(array_param_opis(z, 0))

```

```

    Sheets(sheet_name_tek).Select
    Sheets(sheet_name_tek).Copy
    After:=Sheets(Worksheets.Count)
    ActiveSheet.Name = sheet_name_tek +
    "_sdv"
    array_param_opis(z, 0) =
    Sheets(Worksheets.Count).Name
    sheet_name_tek =
    CStr(array_param_opis(z, 0))
    Sheets(sheet_name_tek).Select

```

```

    str_rez_tek = 2
    Do While
    Sheets(sheet_name_tek).Cells(str_rez_tek,
    2) <> ""
        stol_rez_tek = 7
        stol_rez_per = 7
        Do While
        (Sheets(sheet_name_tek).Cells(str_rez_tek,
        stol_rez_tek) = "") Or
        (Sheets(sheet_name_tek).Cells(str_rez_tek,
        stol_rez_tek) = 0)
            stol_rez_tek = stol_rez_tek + 1
            If Sheets(sheet_name_tek).Cells(1,
            stol_rez_tek) = "" Then
                Exit Do
            End If
        Loop

```

```

        Do While
        Sheets(sheet_name_tek).Cells(1,
        stol_rez_tek) <> ""

```

```

        Sheets(sheet_name_tek).Cells(str_rez_tek,
        stol_rez_per) =

```

```

        Sheets(sheet_name_tek).Cells(str_rez_tek,
        stol_rez_tek)

```

```

        Sheets(sheet_name_tek).Cells(str_rez_tek,
        stol_rez_tek) = ""

```

```
            stol_rez_per = stol_rez_per + 1
```

```
            stol_rez_tek = stol_rez_tek + 1
```

```
        Loop
```

```
        str_rez_tek = str_rez_tek + 1
```

```
    Loop
```

```
Next z
```

```
End Sub
```

```
Private Sub CommandButton3_Click()
```

```

    Dim str_ish, stol_ish, stol_rez, stol_tek As
    Integer

```

```

    Dim sheet_name_tek, sheet_name_ish As
    String

```

```
    Dim array_param_opis(11) As String
```

```
    array_param_opis(0) = "Dob_n"
```

```
    array_param_opis(1) = "Time_r"
```

```
    array_param_opis(2) = "Dob_PNG"
```

```
    array_param_opis(3) = "Deb_n"
```

```
    array_param_opis(4) = "Deb_zh"
```

```
    array_param_opis(5) = "Dob_zh"
```

```
    array_param_opis(6) = "Time_p"
```

```
    array_param_opis(7) = "Time_n"
```

```
    array_param_opis(8) = "Obv"
```

```
    array_param_opis(11) = "Dob_del"
```

```
For z = 0 To 1
```

```
    sheet_name_rez =
```

```
    CStr(array_param_opis(z))
```

```
    Sheets(sheet_name_rez).Select
```

```
    Sheets(sheet_name_rez).Copy
```

```
    After:=Sheets(Worksheets.Count)
```

```

    ActiveSheet.Name = sheet_name_rez +
    "_del"

```

```
    'array_param_opis(z) =
```

```
    Sheets(Worksheets.Count).Name
```

```
    sheet_name_rez =
```

```
    CStr(Sheets(Worksheets.Count).Name)
```

```
    Sheets(sheet_name_rez).Select
```

```

sheet_name_ish =
CStr(array_param_opis(11))

str_ish = 1
Do While
Sheets(sheet_name_ish).Cells(str_ish, 3) <>
""

    str_rez = 1
    Do While
Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez, 2) <>
""

        If Sheets(sheet_name_ish).Cells(str_ish, 3)
= Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez, 2)
Then
            If Sheets(sheet_name_ish).Cells(str_ish,
1) = Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez,
1) Then

                stol_rez = 7
                Do While
Sheets(sheet_name_rez).Cells(1, stol_rez)
<> ""
                    Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez,
stol_rez) = ""
                    stol_rez = stol_rez + 1
                    Loop

                Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez,
2).Interior.Color = 65535
                Exit Do

            End If
        End If

        str_rez = str_rez + 1
        Loop

        str_ish = str_ish + 1
        Loop

    str_rez = 2
    Do While
Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez + 1, 2)
<> ""

        str_rez = str_rez + 1
        Loop

```

```

Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez + 1,
6) = "Месяц"
Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez + 2,
6) = "Общая сумма"
Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez + 3,
6) = "БУ ОНГКМ"
Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez + 4,
6) = "Царичанское+Филатовское"
Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez + 5,
6) = "Капитоновское"
Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez + 6,
6) = "Балейкинское"
Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez + 7,
6) = "Земляное"

stol_rez = 7
Do While Sheets(sheet_name_rez).Cells(1,
stol_rez) <> ""

    Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez + 1,
stol_rez) = stol_rez - 6
    Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez + 2,
stol_rez) = "=SUM(R[-" + CStr(str_rez) +
"]C:R[-2]C)"
    Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez + 3,
stol_rez) = "=SUMIF(R[-" + CStr(str_rez +
1) + "]C[" + CStr(1 - stol_rez) + "]:R[" +
CStr(-3) + "]C[" + CStr(1 - stol_rez) +
"],""БУ ОНГКМ"",R[-" + CStr(str_rez + 1)
+ "]C:R[-3]C)"
    Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez + 4,
stol_rez) = "=SUMIF(R[-" + CStr(str_rez +
2) + "]C[" + CStr(1 - stol_rez) + "]:R[" +
CStr(-4) + "]C[" + CStr(1 - stol_rez) +
"],""Царичанское+Филатовское"",R[-" +
CStr(str_rez + 2) + "]C:R[-4]C)"
    Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez + 5,
stol_rez) = "=SUMIF(R[-" + CStr(str_rez +
3) + "]C[" + CStr(1 - stol_rez) + "]:R[" +
CStr(-5) + "]C[" + CStr(1 - stol_rez) +
"],""Капитоновское"",R[-" + CStr(str_rez +
3) + "]C:R[-5]C)"
    Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez + 6,
stol_rez) = "=SUMIF(R[-" + CStr(str_rez +
4) + "]C[" + CStr(1 - stol_rez) + "]:R[" +
CStr(-6) + "]C[" + CStr(1 - stol_rez) +
"],""Балейкинское"",R[-" + CStr(str_rez +
4) + "]C:R[-6]C)"
    Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez + 7,
stol_rez) = "=SUMIF(R[-" + CStr(str_rez +
5) + "]C[" + CStr(1 - stol_rez) + "]:R[" +
CStr(-7) + "]C[" + CStr(1 - stol_rez) +

```

```

"], ""Земляное", R[- + CStr(str_rez + 5)
+ "]C:R[-7]C)"

Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez + 1,
stol_rez).NumberFormat = "0"
Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez + 2,
stol_rez).NumberFormat = "0.00"
Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez + 3,
stol_rez).NumberFormat = "0.00"
Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez + 4,
stol_rez).NumberFormat = "0.00"
Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez + 5,
stol_rez).NumberFormat = "0.00"
Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez + 6,
stol_rez).NumberFormat = "0.00"

'Rows(""" + CStr(str_rez + 1) + ":" +
CStr(str_rez + 9) + """).Select
'Selection.NumberFormat = "0.00"

stol_rez = stol_rez + 1
Loop

Next z

End Sub

Private Sub CommandButton4_Click()

Dim str_ish, stol_ish, stol_rez, stol_tek, z, i
As Integer
Dim sheet_name_tek, sheet_name_ish,
diag_name As String

Dim array_param_opis(11, 1) As String

array_param_opis(0, 0) = "Dob_n"
array_param_opis(1, 0) = "Dob_zh"
array_param_opis(2, 0) = "Dob_PNG"
array_param_opis(3, 0) = "Deb_n"
array_param_opis(4, 0) = "Deb_zh"
array_param_opis(5, 0) = "Time_r"
array_param_opis(6, 0) = "Time_p"
array_param_opis(7, 0) = "Time_n"
array_param_opis(8, 0) = "Obv"

array_param_opis(0, 1) = "Добыча нефти"

```

```

array_param_opis(1, 1) = "Добыча
жидкости"
array_param_opis(2, 1) = "Добыча ПНГ"
array_param_opis(3, 1) = "Дебит нефти"
array_param_opis(4, 1) = "Дебит
жидкости"
array_param_opis(5, 1) = "Время работы"
array_param_opis(6, 1) = "Время простоя"
array_param_opis(7, 1) = "Время
накопления"
array_param_opis(8, 1) = "Обвод."

For z = 1 To 8
sheet_name_rez =
CStr(array_param_opis(z, 0))
str_rez = 1
stol_rez = 7

Do While Sheets(CStr(sheet_name_rez +
"_del")).Cells(str_rez + 7, 6) <> ""
str_rez = str_rez + 1
Loop
Do While Sheets(CStr(sheet_name_rez +
"_del")).Cells(1, stol_rez + 1) <> ""
stol_rez = stol_rez + 1
Loop

For i = 1 To 6
j = 31
Sheets(CStr(sheet_name_rez +
"_del")).Cells(600, 7).Select
ActiveSheet.Shapes.AddChart.Select
ActiveChart.ChartType = xlLine
ActiveChart.SetSourceData
Source:=Range("A1")
ActiveChart.SeriesCollection(1).XValues
="=" + CStr(sheet_name_rez) + "!R1C" +
CStr(7) + ":R1C" + CStr(stol_rez - 4)
ActiveChart.SeriesCollection(1).Values =
="=" + CStr(sheet_name_rez) + "!R" +
CStr(str_rez + i) + "C" + CStr(7) + ":R" +
CStr(str_rez + i) + "C" + CStr(stol_rez - 4)
ActiveChart.SeriesCollection(1).Select
ActiveChart.SeriesCollection(1).Name =
=""" + CStr(array_param_opis(z, 1)) + " c
ГТМ, т""

ActiveChart.SeriesCollection.NewSeries
ActiveChart.SeriesCollection(2).XValues
="=" + CStr(sheet_name_rez + "_del") +
"!R1C" + CStr(7) + ":R1C" + CStr(stol_rez
- 4)

```

```

ActiveChart.SeriesCollection(2).Values =
"=" + CStr(sheet_name_rez + "_del") + "!R"
+ CStr(str_rez + i) + "C" + CStr(7) + ":R" +
CStr(str_rez + i) + "C" + CStr(stol_rez - 4)
ActiveChart.SeriesCollection(2).Select
ActiveChart.SeriesCollection(2).Name =
"="" + CStr(array_param_opis(z, 1)) + "
без ГТМ""""

```

```

ActiveChart.SeriesCollection(2).Trendlines.
Add

```

```

ActiveChart.SeriesCollection(2).Trendlines(
1).Select
Selection.DisplayEquation = True
Selection.DisplayRSquared = True
With Selection
.Type = xlPolynomial
.Order = 5
End With

```

```

ActiveChart.ChartArea.Select
ActiveChart.Axes(xlCategory).Select
ActiveChart.SetElement
(msoElementPrimaryCategoryAxisTitleAdja
centToAxis)
Selection.Caption = "Время"
ActiveChart.SetElement
(msoElementPrimaryValueAxisTitleRotated
)
Selection.Caption =
CStr(array_param_opis(z, 1))
ActiveChart.PlotArea.Select
ActiveChart.SetElement
(msoElementChartTitleAboveChart)
Selection.Caption =
Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez + i, 6)

```

```

Next i
Next z

```

```

End Sub

```

```

Private Sub CommandButton5_Click()

```

```

Dim str_ish, stol_ish, stol_rez, stol_tek, z,
x, i As Integer
Dim sheet_name_tek, sheet_name_ish,
sheet_name_rez, diag_name As String
Dim a, b, c, d, e, f, y As Double

```

```

Dim array_param_opis(11, 1) As String

```

```

array_param_opis(0, 0) = "Dob_n"
array_param_opis(1, 0) = "Time_r"
array_param_opis(2, 0) = "Dob_PNG"
array_param_opis(3, 0) = "Deb_n"
array_param_opis(4, 0) = "Deb_zh"
array_param_opis(5, 0) = "Dob_zh"
array_param_opis(6, 0) = "Time_p"
array_param_opis(7, 0) = "Time_n"
array_param_opis(8, 0) = "Obv"

```

```

array_param_opis(0, 1) = "Добыча нефти"
array_param_opis(1, 1) = "Добыча
жидкости"
array_param_opis(2, 1) = "Добыча ПНГ"
array_param_opis(3, 1) = "Дебит нефти"
array_param_opis(4, 1) = "Дебит
жидкости"
array_param_opis(5, 1) = "Время работы"
array_param_opis(6, 1) = "Время простоя"
array_param_opis(7, 1) = "Время
накопления"
array_param_opis(8, 1) = "Обвод."

```

```

For z = 0 To 0

```

```

sheet_name_tek =
CStr(array_param_opis(z, 0))
Sheets.Add
After:=Sheets(Worksheets.Count)
ActiveSheet.Name = sheet_name_tek +
"_del" + "_trans"
Sheets(sheet_name_tek + "_del").Select
sheet_name_rez =
CStr(array_param_opis(z, 0))
str_rez = 1
stol_rez = 7

```

```

str_ish = 1
stol_rez = 7

```

```

Do While Sheets(CStr(sheet_name_rez +
"_del")).Cells(str_rez + 7, 6) <> ""
str_rez = str_rez + 1
Loop
Do While Sheets(CStr(sheet_name_rez +
"_del")).Cells(1, stol_rez + 1) <> ""
stol_rez = stol_rez + 1
Loop

```

```

Do While
Sheets(CStr(sheet_name_rez)).Cells(str_ish
+ 7, 6) <> ""
    str_ish = str_ish + 1
Loop
Do While
Sheets(CStr(sheet_name_rez)).Cells(1,
stol_ish + 1) <> ""
    stol_ish = stol_ish + 1
Loop

For i = 1 To str_ish + 6
    For j = 1 To stol_ish
        If Sheets(CStr(sheet_name_rez +
"_del")).Cells(i, j) <> 0 Then
            ' Sheets(CStr(sheet_name_rez + "_del" +
"_trans")).Cells(j, i) =
Sheets(CStr(sheet_name_rez +
"_del")).Cells(i, j)
            Sheets(CStr(sheet_name_rez + "_del" +
"_trans")).Cells(j, i) = "=" +
CStr(sheet_name_rez + "_del") + "!R[" +
CStr(i - j) + "]C[" + CStr(j - i) + "]"
        Else
            Sheets(CStr(sheet_name_rez + "_del" +
"_trans")).Cells(j, i) = 0
        End If
    Next j

    Sheets(CStr(sheet_name_rez + "_del" +
"_trans")).Cells(j + 2, i) =
"=INDEX(LINEST((R[" + CStr(4 - stol_ish)
+ "]C[0]:R[-7]C[0]),(R[" + CStr(4 - stol_ish)
+ "]C[" + CStr(1 - i) + "]:R[-7]C[" + CStr(1
- i) + "]" ^ {1,2,3,4,5}),1,1)"
    Sheets(CStr(sheet_name_rez + "_del" +
"_trans")).Cells(j + 3, i) =
"=INDEX(LINEST((R[" + CStr(3 - stol_ish)
+ "]C[0]:R[-8]C[0]),(R[" + CStr(3 - stol_ish)
+ "]C[" + CStr(1 - i) + "]:R[-8]C[" + CStr(1
- i) + "]" ^ {1,2,3,4,5}),1,2)"
    Sheets(CStr(sheet_name_rez + "_del" +
"_trans")).Cells(j + 4, i) =
"=INDEX(LINEST((R[" + CStr(2 - stol_ish)
+ "]C[0]:R[-9]C[0]),(R[" + CStr(2 - stol_ish)
+ "]C[" + CStr(1 - i) + "]:R[-9]C[" + CStr(1
- i) + "]" ^ {1,2,3,4,5}),1,3)"
    Sheets(CStr(sheet_name_rez + "_del" +
"_trans")).Cells(j + 5, i) =
"=INDEX(LINEST((R[" + CStr(1 - stol_ish)
+ "]C[0]:R[-10]C[0]),(R[" + CStr(1 -

```

```

stol_ish) + "]C[" + CStr(1 - i) + "]:R[-10]C["
+ CStr(1 - i) + "]" ^ {1,2,3,4,5}),1,4)"
    Sheets(CStr(sheet_name_rez + "_del" +
"_trans")).Cells(j + 6, i) =
"=INDEX(LINEST((R[" + CStr(0 - stol_ish)
+ "]C[0]:R[-11]C[0]),(R[" + CStr(0 -
stol_ish) + "]C[" + CStr(1 - i) + "]:R[-11]C["
+ CStr(1 - i) + "]" ^ {1,2,3,4,5}),1,5)"
    Sheets(CStr(sheet_name_rez + "_del" +
"_trans")).Cells(j + 7, i) =
"=INDEX(LINEST((R[" + CStr(-1 -
stol_ish) + "]C[0]:R[-12]C[0]),(R[" + CStr(-
1 - stol_ish) + "]C[" + CStr(1 - i) + "]:R[-
12]C[" + CStr(1 - i) + "]" ^ {1,2,3,4,5}),1,6)"

Next i

For i = 2 To str_ish + 7
    For j = stol_ish + 1 To stol_rez
        ' x = Int(Sheets(CStr(sheet_name_rez +
"_del")).Cells(1, j)) * 1
        ' a = Sheets(CStr(sheet_name_rez + "_del"
+ "_trans")).Cells(stol_ish + 3, i)
        ' b = Sheets(CStr(sheet_name_rez + "_del"
+ "_trans")).Cells(stol_ish + 4, i)
        ' c = Sheets(CStr(sheet_name_rez + "_del"
+ "_trans")).Cells(stol_ish + 5, i)
        ' d = Sheets(CStr(sheet_name_rez + "_del"
+ "_trans")).Cells(stol_ish + 6, i)
        ' e = Sheets(CStr(sheet_name_rez + "_del"
+ "_trans")).Cells(stol_ish + 7, i)
        ' f = Sheets(CStr(sheet_name_rez + "_del"
+ "_trans")).Cells(stol_ish + 8, i)

```

```

        Sheets(CStr(sheet_name_rez +
"_del")).Cells(i, j) = "=" +
CStr(sheet_name_rez + "_del" + "_trans") +
"!R[" + CStr(stol_ish - i + 3) + "]C[" +
CStr(i - j) + "]*POWER(R[" + CStr(1 - i) +
"]C[0],5)+CStr(sheet_name_rez + "_del"
+ "_trans") + "!R[" + CStr(stol_ish - i + 3 +
1) + "]C[" + CStr(i - j) + "]*POWER(R[" +
CStr(1 - i) + "]C[0],4)+CStr(sheet_name_rez +
"_del" + "_trans") + "!R[" + CStr(stol_ish - i + 3 + 2) + "]C[" +
CStr(i - j) + "]*POWER(R[" + CStr(1 - i) +
"]C[0],3)+CStr(sheet_name_rez + "_del"
+ "_trans") + "!R[" + CStr(stol_ish - i + 3 +
3) + "]C[" + CStr(i - j) + "]*POWER(R[" +
CStr(1 - i) + "]C[0],2)+CStr(sheet_name_rez +
"_del" + "_trans") +

```

```
"!R[" + CStr(stol_ish - i + 3 + 4) + "]"C[" +
CStr(i - j) + "]"*(R[" + CStr(1 - i) +
"]C[0])" + CStr(sheet_name_rez + "_del" +
"_trans") + "!R[" + CStr(stol_ish - i + 3 + 5)
+ "]"C[" + CStr(i - j) + "]"
```

```
Next j
```

```
Next i
```

```
Sheets(CStr(sheet_name_rez)).Cells(str_ish
+ 8, 1) =
```

```
Sheets(CStr(sheet_name_rez)).Cells(str_ish
+ 16, 3)
```

```
Sheets(CStr(sheet_name_rez)).Cells(str_ish
+ 9, 1) =
```

```
Sheets(CStr(sheet_name_rez)).Cells(str_ish
+ 16, 4)
```

```
Sheets(CStr(sheet_name_rez)).Cells(str_ish
+ 10, 1) =
```

```
Sheets(CStr(sheet_name_rez)).Cells(str_ish
+ 16, 5)
```

```
Sheets(CStr(sheet_name_rez)).Cells(str_ish
+ 11, 1) =
```

```
Sheets(CStr(sheet_name_rez)).Cells(str_ish
+ 16, 6)
```

```
Sheets(CStr(sheet_name_rez)).Cells(str_ish
+ 12, 1) =
```

```
Sheets(CStr(sheet_name_rez)).Cells(str_ish
+ 16, 7)
```

```
Sheets(CStr(sheet_name_rez)).Cells(str_ish
+ 13, 1) =
```

```
Sheets(CStr(sheet_name_rez)).Cells(str_ish
+ 16, 8)
```

```
Sheets(CStr(sheet_name_rez)).Cells(str_ish
+ 9, 2) = "=INDEX(LINEST(R[8]C[2]:R["
+ CStr(8 + stol_ish - 7) + "]"C[2],(R[8]C[-
1]:R[" + CStr(8 + stol_ish - 7) + "]"C[-
1])^{1,2,3,4,5}),1,1)"
```

```
Sheets(CStr(sheet_name_rez)).Cells(str_ish
+ 9, 3) = "=INDEX(LINEST(R[8]C[1]:R["
+ CStr(8 + stol_ish - 7) + "]"C[1],(R[8]C[-
2]:R[" + CStr(8 + stol_ish - 7) + "]"C[-
2])^{1,2,3,4,5}),1,2)"
```

```
'
Sheets(CStr(sheet_name_rez)).Cells(str_ish
+ 9, 4) = "=INDEX(LINEST(R[8]C[0]:R["
+ CStr(8 + stol_ish - 7) + "]"C[0],(R[8]C[-
3]:R[" + CStr(8 + stol_ish - 7) + "]"C[-
3])^{1,2,3,4,5}),1,3)"
```

```
Sheets(CStr(sheet_name_rez)).Cells(str_ish
+ 9, 5) = "=INDEX(LINEST(R[8]C[-1]:R["
+ CStr(8 + stol_ish - 7) + "]"C[-1],(R[8]C[-
4]:R[" + CStr(8 + stol_ish - 7) + "]"C[-
4])^{1,2,3,4,5}),1,4)"
```

```
Sheets(CStr(sheet_name_rez)).Cells(str_ish
+ 9, 6) = "=INDEX(LINEST(R[8]C[-2]:R["
+ CStr(8 + stol_ish - 7) + "]"C[-2],(R[8]C[-
5]:R[" + CStr(8 + stol_ish - 7) + "]"C[-
5])^{1,2,3,4,5}),1,5)"
```

```
Sheets(CStr(sheet_name_rez)).Cells(str_ish
+ 9, 7) = "=INDEX(LINEST(R[8]C[-3]:R["
+ CStr(8 + stol_ish - 7) + "]"C[-3],(R[8]C[-
6]:R[" + CStr(8 + stol_ish - 7) + "]"C[-
6])^{1,2,3,4,5}),1,6)"
```

```
'Sheets(CStr(sheet_name_rez)).Cells(str_ish
+ 9, 2) =
"=ИНДЕКС(ЛИНЕЙН(y;x^{1;2;3;4;5});1;
6)"
```

```
"=INDEX(LINEST(R[3]C[-3]:R[11]C[-
3],(R[3]C[-5]:R[11]C[-
5])^{1,2,3,4,5}),1,6)"
```

```
Next z
```

```
End Sub
```

```
Private Sub CommandButton6_Click()
```

```
Sheets(CStr(sheet_name_rez +
"_del")).Cells(580, 7).Select
```

```
For i = 1 To 6
```

```
j = 31
```

```
ActiveSheet.Shapes.AddChart.Select
```

```
ActiveChart.ChartType = xlLine
```

```
ActiveChart.SetSourceData
```

```
Source:=Range("A1")
```

```
ActiveChart.SeriesCollection(1).XValues
="=" + CStr(sheet_name_rez + "_del") +
```

```

"!R1C" + CStr(7) + ":R1C" + CStr(stol_rez - 4)
ActiveChart.SeriesCollection(1).Values =
"=" + CStr(sheet_name_rez) + "!R" +
CStr(str_rez + i) + "C" + CStr(7) + ":R" +
CStr(str_rez + i) + "C" + CStr(stol_rez - 4)
ActiveChart.SeriesCollection(1).Select
ActiveChart.SeriesCollection(1).Name =
"=" + CStr(array_param_opis(z, 1)) + " c
ГТМ, Т"

ActiveChart.SeriesCollection.NewSeries
ActiveChart.SeriesCollection(2).XValues
="=" + CStr(sheet_name_rez + "_del") +
"!R1C" + CStr(7) + ":R1C" + CStr(stol_rez - 4)
ActiveChart.SeriesCollection(2).Values =
"=" + CStr(sheet_name_rez + "_del") + "!R" +
CStr(str_rez + i) + "C" + CStr(7) + ":R" +
CStr(str_rez + i) + "C" + CStr(stol_rez - 4)
ActiveChart.SeriesCollection(2).Select
ActiveChart.SeriesCollection(2).Name =
"=" + CStr(array_param_opis(z, 1)) + "
без ГТМ"

ActiveChart.SeriesCollection(2).Trendlines.
Add

ActiveChart.SeriesCollection(2).Trendlines(
1).Select
Selection.DisplayEquation = True
Selection.DisplayRSquared = True
With Selection
.Type = xlPolynomial
.Order = 5
End With

ActiveChart.ChartArea.Select
ActiveChart.Axes(xlCategory).Select
ActiveChart.SetElement
(msoElementPrimaryCategoryAxisTitleAdja
centToAxis)
Selection.Caption = "Время"
ActiveChart.SetElement
(msoElementPrimaryValueAxisTitleRotated
)
Selection.Caption =
CStr(array_param_opis(z, 1))
ActiveChart.PlotArea.Select

```

```

ActiveChart.SetElement
(msoElementChartTitleAboveChart)
Selection.Caption =
Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez + i, 6)

Next i
End Sub

Private Sub CommandButton7_Click()

Dim str_ish, stol_ish, stol_rez, stol_tek, z,
x, i As Integer
Dim sheet_name_tek, sheet_name_ish,
sheet_name_rez, diag_name As String
Dim a, b, c, d, e, f, y As Double

Dim array_param_opis(11, 1) As String

array_param_opis(0, 0) = "Deb_r_del_ras"

array_param_opis(1, 0) = "Time_r"
array_param_opis(2, 0) = "Dob_PNG"
array_param_opis(3, 0) = "Deb_n"
array_param_opis(4, 0) = "Deb_zh"
array_param_opis(5, 0) = "Dob_zh"
array_param_opis(6, 0) = "Time_p"
array_param_opis(7, 0) = "Time_n"
array_param_opis(8, 0) = "Obv"

array_param_opis(0, 1) = "Дебит нефти"

array_param_opis(1, 1) = "Добыча
жидкости"
array_param_opis(2, 1) = "Добыча ПНГ"
array_param_opis(3, 1) = "Дебит нефти"
array_param_opis(4, 1) = "Дебит
жидкости"
array_param_opis(5, 1) = "Время работы"
array_param_opis(6, 1) = "Время простоя"
array_param_opis(7, 1) = "Время
накопления"
array_param_opis(8, 1) = "Обвод."

For z = 0 To 0

sheet_name_rez =
CStr(array_param_opis(z, 0))
Sheets.Add
After:=Sheets(Worksheets.Count)

```

```

ActiveSheet.Name = sheet_name_rez +
"_trans"
Sheets(sheet_name_rez).Select
str_rez = 1
stol_rez = 1

str_ish = 1
stol_ish = 247

Do While
Sheets(CStr(sheet_name_rez)).Cells(str_rez
+ 1, 2) <> ""
    str_rez = str_rez + 1
Loop
Do While
Sheets(CStr(sheet_name_rez)).Cells(1,
stol_ish + stol_rez) <> ""
    stol_rez = stol_rez + 1
Loop

stol_rez = stol_rez - 36

For i = 1 To str_rez + 7
    For j = 1 To stol_ish + stol_rez
        If Sheets(CStr(sheet_name_rez)).Cells(i,
j) <> 0 Then
            Sheets(CStr(sheet_name_rez +
"_trans")).Cells(j, i) = "=" +
CStr(sheet_name_rez) + "!R[" + CStr(i - j) +
"]C[" + CStr(j - i) + "]"
        Else
            Sheets(CStr(sheet_name_rez +
"_trans")).Cells(j, i) = 0
        End If
    Next j

    Sheets(CStr(sheet_name_rez +
"_trans")).Cells(j + 2, i) =
"=INDEX(LINEST((R[" + CStr(-3 -
stol_rez) + "]C[0]:R[-8]C[0]),(R[" + CStr(-3
- stol_rez) + "]C[" + CStr(1 - i) + "]:R[-
8]C[" + CStr(1 - i) + "])^{1,2,3,4,5,6}),1,1)"
    Sheets(CStr(sheet_name_rez +
"_trans")).Cells(j + 3, i) =
"=INDEX(LINEST((R[" + CStr(-4 -
stol_rez) + "]C[0]:R[-9]C[0]),(R[" + CStr(-4
- stol_rez) + "]C[" + CStr(1 - i) + "]:R[-
9]C[" + CStr(1 - i) + "])^{1,2,3,4,5,6}),1,2)"
    Sheets(CStr(sheet_name_rez +
"_trans")).Cells(j + 4, i) =
"=INDEX(LINEST((R[" + CStr(-5 -

```

```

stol_rez) + "]C[0]:R[-10]C[0]),(R[" + CStr(-
5 - stol_rez) + "]C[" + CStr(1 - i) + "]:R[-
10]C[" + CStr(1 - i) +
"])^{1,2,3,4,5,6}),1,3)"
    Sheets(CStr(sheet_name_rez +
"_trans")).Cells(j + 5, i) =
"=INDEX(LINEST((R[" + CStr(-6 -
stol_rez) + "]C[0]:R[-11]C[0]),(R[" + CStr(-
6 - stol_rez) + "]C[" + CStr(1 - i) + "]:R[-
11]C[" + CStr(1 - i) +
"])^{1,2,3,4,5,6}),1,4)"
    Sheets(CStr(sheet_name_rez +
"_trans")).Cells(j + 6, i) =
"=INDEX(LINEST((R[" + CStr(-7 -
stol_rez) + "]C[0]:R[-12]C[0]),(R[" + CStr(-
7 - stol_rez) + "]C[" + CStr(1 - i) + "]:R[-
12]C[" + CStr(1 - i) +
"])^{1,2,3,4,5,6}),1,5)"
    Sheets(CStr(sheet_name_rez +
"_trans")).Cells(j + 7, i) =
"=INDEX(LINEST((R[" + CStr(-8 -
stol_rez) + "]C[0]:R[-13]C[0]),(R[" + CStr(-
8 - stol_rez) + "]C[" + CStr(1 - i) + "]:R[-
13]C[" + CStr(1 - i) +
"])^{1,2,3,4,5,6}),1,6)"
    Sheets(CStr(sheet_name_rez +
"_trans")).Cells(j + 8, i) =
"=INDEX(LINEST((R[" + CStr(-9 -
stol_rez) + "]C[0]:R[-14]C[0]),(R[" + CStr(-
9 - stol_rez) + "]C[" + CStr(1 - i) + "]:R[-
14]C[" + CStr(1 - i) +
"])^{1,2,3,4,5,6}),1,7)"
Next i

For i = 2 To str_rez + 7
    For j = stol_rez + 1 To stol_rez

        ' Sheets(CStr(sheet_name_rez +
"_del")).Cells(i, j) = "=" +
CStr(sheet_name_rez + "_del" + "_trans") +
"!R[" + CStr(stol_ish - i + 3) + "]C[" +
CStr(i - j) + "]*POWER(R[" + CStr(1 - i) +
"]C[0],5)+CStr(sheet_name_rez + "_del"
+ "_trans") + "!R[" + CStr(stol_ish - i + 3 +
1) + "]C[" + CStr(i - j) + "]*POWER(R[" +
CStr(1 - i) + "]C[0],4)+CStr(sheet_name_rez + "_del" + "_trans") +
"!R[" + CStr(stol_ish - i + 3 + 2) + "]C[" +
CStr(i - j) + "]*POWER(R[" + CStr(1 - i) +
"]C[0],3)+CStr(sheet_name_rez + "_del"

```



```

+ "_trans") + "!R[" + CStr(stol_ish - i + 3 +
3) + "]"C[" + CStr(i - j) + "]"*POWER(R[" +
CStr(1 - i) + "]"C[0],2)+ " +
CStr(sheet_name_rez + "_del" + "_trans") +
"!R[" + CStr(stol_ish - i + 3 + 4) + "]"C[" +
CStr(i - j) + "]"*(R[" + CStr(1 - i) +
"]C[0])+" + CStr(sheet_name_rez + "_del" +
"_trans") + "!R[" + CStr(stol_ish - i + 3 + 5)
+ "]"C[" + CStr(i - j) + "]"

```

```

Next j
Next i

```

```

Sheets(CStr(sheet_name_rez +
"_del")).Cells(580, 7).Select
For i = 1 To 1
    j = 31
    ActiveSheet.Shapes.AddChart.Select
    ActiveChart.ChartType = xlLine
    ActiveChart.SetSourceData
    Source:=Range("A1")
    ActiveChart.SeriesCollection(1).XValues
    = "=" + CStr(sheet_name_rez + "_del") +
"!R1C" + CStr(7) + ":R1C" + CStr(stol_rez
- 4)
    ActiveChart.SeriesCollection(1).Values =
    "=" + CStr(sheet_name_rez) + "!R" +
CStr(str_rez + i) + "C" + CStr(7) + ":R" +
CStr(str_rez + i) + "C" + CStr(stol_rez - 4)
    ActiveChart.SeriesCollection(1).Select
    ActiveChart.SeriesCollection(1).Name =
    "="" + CStr(array_param_opis(z, 1)) + " c
ГТМ, τ""

```

```

    ActiveChart.SeriesCollection.NewSeries
    ActiveChart.SeriesCollection(2).XValues
    = "=" + CStr(sheet_name_rez + "_del") +
"!R1C" + CStr(7) + ":R1C" + CStr(stol_rez
- 4)
    ActiveChart.SeriesCollection(2).Values =
    "=" + CStr(sheet_name_rez + "_del") + "!R"

```

```

+ CStr(str_rez + i) + "C" + CStr(7) + ":R" +
CStr(str_rez + i) + "C" + CStr(stol_rez - 4)
    ActiveChart.SeriesCollection(2).Select
    ActiveChart.SeriesCollection(2).Name =
    "="" + CStr(array_param_opis(z, 1)) + "
без ГТМ""

```

```

ActiveChart.SeriesCollection(2).Trendlines.
Add

```

```

ActiveChart.SeriesCollection(2).Trendlines(
1).Select
    Selection.DisplayEquation = True
    Selection.DisplayRSquared = True
    With Selection
        .Type = xlPolynomial
        .Order = 5
    End With

    ActiveChart.ChartArea.Select
    ActiveChart.Axes(xlCategory).Select
    ActiveChart.SetElement
(msoElementPrimaryCategoryAxisTitleAdja
centToAxis)
    Selection.Caption = "Время"
    ActiveChart.SetElement
(msoElementPrimaryValueAxisTitleRotated
)
    Selection.Caption =
CStr(array_param_opis(z, 1))
    ActiveChart.PlotArea.Select
    ActiveChart.SetElement
(msoElementChartTitleAboveChart)
    Selection.Caption =
Sheets(sheet_name_rez).Cells(str_rez + i, 6)

```

```

Next i
Next z
End Sub

```

## Приложение В

### Физическая модель базы данных СППР по выбору ГТМ для всех типов скважин

Таблица В.1 – Общая информация по скважине  
(структура таблицы)

well_hdr			Текущее состояние по скважине						
№	Field name	Full Field name	Название	Type	Size	Dec	Not Null	key	Table
1	UWI	UWI	Уникальное название скважины	C	20		NN	PK	
2	well_name	well_name	Название скважины	C	50		NN		
3	well_name_gd	well_name_gd	Название скважины ГД	C	50		NN		
4	operator	operator	Тип статуса скважины	C	20		NN	FK	Finder
5	elevation	elevation	Альтитуда ротора, м	N	5	2	NN		
6	ground_elevation	ground_elevation	Альтитуда земли, м	N	5	2			
7	drillers_td	drillers_td	Пробуренный забой(MD), м	N	15	5			
8	crstatus	crstatus	Статус скважины	C	32		NN	FK	Finder
9	orstatus	orstatus	Предыдущий статус скважины	C	32				
10	prstatus	prstatus	Старый статус скважины	C	32				
11	spud_date	spud_date	Дата начала бурения	D					
12	comp_date	comp_date	Дата ввода в эксплуатацию	D					
13	onprod	onprod	Дата начала добычи	D					
14	status_date	status_date	Дата смены статуса скважины	D					
15	plugback_td	plugback_td	Длина ствола скв. до моста MD, м	N	15	5			
16	water_depth	water_depth	Уровень жидкости MD, м	N	7	2			
17	fin_drill	fin_drill	Дата окончания бурения	D					
18	lease_no	lease_no	Номер УКПГ	C	20		NN	FK	r_leases
19	lease_name	lease_name	Название УКПГ	C	40		NN	FK	r_leases
20	District	district	Сельсовет	C	40		NN	FK	r_district
21	whipstock_depth	whipstock_depth	Окно забурирования, м	N	15	5			
22	parent_uwi	parent_uwi	Название ствола родителя	C	20				
23	parent_status	parent_status	Статус ствола родителя	C	20				
24	well_hdr_type	well_hdr_type	Номер добывающего ствола(для многоств.)	C	40				
25	geopol_loc_id	geopol_loc_id	Регион	C	40	0	NN	FK	r_Region
26	pa_date	pa_date	Дата ликвидации/перевода	D					
27	current_class	current_class	Объект	C	12		NN	FK	r_current_class
28	plugback_td_driller	plugback_td_driller	Толщина последнего моста, м	N	15	5			
29	thf_elevation	thf_elevation	Разница между абс.отметкой пласта и забоем, м	N	7	2	NN		
30	total_azimuth	total_azimuth	Направление горизонтального ствола, °	C	18				
31	total_disp	total_disp	Длина горизонтального ствола, м	N	7	2			
32	well_type	well_type	Тип скважины	C	40		NN	FK	r_Well_type
33	sidetrack_reason	sidetrack_reason	Тип ствола для uwi	C	40			FK	r_Well_type
34	ins_id	inserted_by_id	Пользователь, добавивший данные	N	5		NN	FK	Users

Таблица В.2 – Месторождения (данные)

r field			Месторождения					
Field_ID	Field_NAME	Field_FNAME	Field_TYPE	Field_Average_plane	Field_start	Geo_Region_ID	Field_SNAME	Field_SNAME_En
1	Основная залежь ОНГКМ	Основная залежь Оренбургского НГКМ	GAS	-1633	01.01.1967	1	ОГКМ	ONGKM
3	Ассельская залежь	Ассельская газонефтяная залежь	OIL	-1750	01.0Б.1984	1	Ассельская залежь.	ASS
4	Среднекаменноугольная залежь	Среднекаменноугольная газонефтяная залежь	OIL	-1750	01.1Б.1985	1	Среднекаменноугольная залежь	ORC
2	Филипповская залежь (газ)	Филипповская газоконденсатная часть залежи	GAS	-1438	01.09.1986	1	Филипповская залежь (Г)	FIL
10	Филипповская залежь (нефть)	Филипповская нефтяная оторочка	OIL	-1438	01.10.1981	1	Филипповская залежь (Н)	FIL
11	Артинские отложения	Артинские отложения	OIL	1	2Б.05.1987	1	Арт.	ART
12	Сакмарские отложения	Сакмарские отложения	OIL	1	17.01.1992	1	Сак.	CAK

Таблица В.3 - Месторождения (структура таблицы)

r field			Месторождения					
№	Field name	Full Field name	Название	Type	Size	Dec	Not Null	key
1	F ID	Field ID	Код месторождения	N	3	0	NN	PK
2	F NAME	Field NAME	Название месторождения	C	50		NN	
3	F FNAME	Field FNAME	Полное название месторождения	C	70		NN	
4	F TYPE	Field TYPE	Основной флюид (GAS/OIL)	C	3		NN	
5	F Average	Field Average plane	Средневзвешанная плоскость TVD (а.о.), м	C	7		NN	
6	F start	Field start	Дата начала разработки	D			NN	
7	G REG ID	Geo Region ID	Код георегиона	N	3	0	NN	FK
8	F SNAME	Field SNAME	Сокращенное название месторождения	C	15		NN	
9	F_Nam_En	Field_SName_En	Сокращенное английское название месторождения	C	5		NN	

Таблица В.4 – Сельсоветы (данные)

r district		Сельсовет	
district_id	district_name	district_fname	district_name_en
1	ЗУБОЧИСТИНСКИЙ II	Зубочистинский II	
2	ЗУБОЧИСТИНСКИЙ I	Зубочистинский I	
3	РОДНИЧНОДОЛЬСКИЙ	Родничнодольский	
5	ТАТИЩЕНСКИЙ	Татищенский	
6	ДИМИТРОВСКИЙ	Дмитровский	
7	КРАСНОХОЛМСКИЙ ЛЕСХОЗ	Краснохолмский лесхоз	
8	ГОРОДИЩЕНСКИЙ	Городищенский	
11	ДЕДУРОВСКИЙ	Дедуровский	
12	НИЖНЕ-ПАВЛОВСКИЙ	Нижне-павловский	
13	ГОСФОНД (МИН. ОБОРОНЫ )	ГОСФОНД (Мин. обороны)	
14	КРАСНОУРАЛЬСКИЙ	Красноуральский	
15	ПРУДОВСКИЙ	Прудовский	
16	ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ	Экспериментальный	
17	ИВАНОВСКИЙ	Ивановский	
18	БЛАГОСЛАВЕНСКИЙ	Благославенский	
19	НИКОЛЬСКИЙ	Никольский	
21	ОРЕНБУРГСКИЙ	Оренбургский	

Таблица В.5 - УСПГ (данные)

r Lease			УСПГ		
№	LEASE_NO	LEASE_NAME	PRESSURE_BEGIN	FACTORZ_ID	Field_ID
1	1	УСПГ-1	206	1	1
2	2	УСПГ-2	206	1	1
3	3	УСПГ-3	206	1	1
4	6	УСПГ-6	206	1	1
5	7	УСПГ-7	206	1	1
6	8	УСПГ-8	206	1	1
7	9	УСПГ-9	206	1	1
8	10	УСПГ-10	206	2	1
9	12	УСПГ-12	206	1	1
10	14	УСПГ-14	206	1	1
11	15	УСПГ-15	206	1	1
12	FILIP 1	УСПГ-1	190,8	3	2
13	FILIP 3	УСПГ-3	190,8	3	2
14	FILIP 12	УСПГ-12	190,8	3	2
15	FILIP 14	УСПГ-14	190,8	3	2
16	FILIP 15	УСПГ-15	190,8	3	2
17	ASSEL 10	УСПГ-10	210,06	4	3
18	ASSEL 15	УСПГ-15	210,06	4	3
19	ORC2 14	УСПГ-14	211,08	4	4
20	ORC2 15	УСПГ-15	211,08	4	4
21	ORC2 2	УСПГ-2	211,08	4	4
22	ORC2 3	УСПГ-3	211,08	4	4
23	ORC2 7	УСПГ-7	211,08	4	4
24	FILIP 14 O	УСПГ-14	1	4	10
25	ART	УСПГ-10	1	4	11
26	CAK	УСПГ-14	1	4	12

Таблица В.6- Статус фонда

r well status		Статус фонда	
well status id	well status name	well fond type id	well status fname
1	Экспл.	1	Эксплуатационная
2	Ост.КР	1	Остановка на кап.ремонт
3	Ожид.КР	2	Ожидание кап.ремонта
4	Пров.КР	2	Проведение кап.ремонта
5	Ожид.зарезки	2	Ожидание зарезки бокового ствола
6	Освоение	2	Освоение
7	Ожид.обустр.	6	Ожидание обустройства
8	Обустр.	6	Обустройство
9	В консерв.	3	В консервации
10	Контр.	3	Контрольная
11	Нагнетат.	3	Нагнетательная
12	Спец.	3	Специальная
13	Ожид.нагнет.	3	Ожидание нагнетания
14	Ожид.ликв.	3	Ожидание ликвидации
15	Ликв.	4	Ликвидированная
16	Баланс УБР	5	На балансе УБР
17	Обв.устья	2	Обвязка устья
18	Поглощ.	3	Поглощающая
19	Др. горизонт	7	Другой горизонт
20	Проектная	8	Проектная

Таблица В.7 – Регионы (структура таблицы)

r region			Регионы					
№	Field name	Full Field name	Название	Type	Size	Dec	Not Null	key
1	REG ID	REGION ID	Код региона	N	3	0	NN	
2	REG NAME	REGION NAME	Название региона	C	15		NN	
3	Geopol loc id	Geopol loc id	Название региона En	C	40		NN	

Таблица В.8 - УКИП (структура таблицы)

r Lease			УКИП					
№	Field name	Full Field name	Название	Type	Size	Dec	Not Null	key
1	lease_no	lease_no	Номер УКИП	C	20		NN	PK
2	LEASE_NAME	LEASE_NAME	Название УКИП	C	40		NN	
3	PR_BEGIN	PRESSURE_BEGIN	Начальное давление, атм	N	3	2	NN	
4	FACT_ID	FACTORZ_ID	Код коэффициента сжимаемости	N	3	0	NN	FK
5	F_ID	Field_ID	Код месторождения	N	3	0	NN	FK

Таблица В.9 - Тип оборудования

r facility type				
facility_type_id	facility_type	facility_type_name	facility_type_Fname	facility_kind_id
1	PLUG	Мост	Мост	2
2	PLUG_UP	Висячий мост	Висячий мост	2
3	SQUEEZE	Изоляция	Изоляция	2
4	BAREFOOT	Откр. ствол	Открытый ствол	1
5	PERFORATION	Перф.	Перфорация	1
6	RE-PERFORATED	Вторич. перф.	Вторичная перфорация	1
7	FILTER	Фильтр	Фильтр	2
8	A	Проектный заб.	Проектный забой	3
9	D	Пробур. заб.	Пробуренный забой	3
10	O	Отбитый заб.	Отбитый забой (доход прибора)	3
11	I	Искусств. заб.	Искусственный забой	3
12	CASING	Экспл. колонна	Эксплуатационная колонна	4
13	CLUTCH_START	Пусковая муфта	Пусковая муфта	4
14	CONDUCTOR	Кондуктор	Кондуктор	4
15	INTRMED_CASING	Тех. колонна	Техническая колонна	4
16	LINER	Хвостовик на ЭК	Хвостовик на эксплуатационной колонне	6
17	PACKER	Пакер	Пакер	6
18	RUBBER SEAL	Резин. уплотнение	Резинивое уплотнение	6
19	PUMP	Струйный насос	Струйный насос	6
20	SCREEN LINER	Фильтр на ЭК	Фильтр на экспл. колонне	6
21	SCREEN TAIL PIPE	Фильтр-хвост. НКТ	Фильтр-хвостовик НКТ	6
22	SHAFT PIPE	Шахтовое направл.	Шахтовое направление	4
23	SURFACE PIPE	Направление	Направление	4
24	TAIL PIPE	Хвостовик НКТ	Хвостовик НКТ	6
25	TUBING	НКТ	Насосно-компрессорная труба	6
26	VALVE CIRCULATING	Цирк. клапан	Циркуляционный клапан	6
27	VALVE INHIBITOR	Ингибиторный клапан	Ингибиторный клапан	6
28	VALVE SHUTOFF	Клапан отсекабель	Клапан отсекабель	6
29	WINDOW	Окно забуривания	Окно забуривания	6
30	VALVE GASLIFT	Газлифтный клапан	Газлифтный клапан	6
31	DRILL STRUCTURE	Фонтанная арматура	Фонтанная арматура	5
32	INJECTION MANIFOLD	Инжекционная оправка	Инжекционная оправка	6
33	STOP COLLAR	Стоп кольцо	Стоп кольцо	6
34	SCREW PUMP	Винтовой насос	Винтовой насос	6

Таблица В.10 – Объект

r_current_class		Объект
current_class_id	current_class_name	current_class_expl
1	C2b	0
2	I ob	1
3	I+II ob	1
4	I+II+III ob	1
5	I+III ob	1
6	II ob	2
7	II+III ob	2
8	III ob	2
9	Plart	0
10	(Null)	0

Таблица В.11 – Тип коллектора

r_collector_type		тип коллектора
collector_type_id	collector_type	collector_type_name
1	B	Битуминозный
2	F	Порово-Трещиноватый
3	F B	Порово-Трещиноватый, битуминозный
4	F L	Порово-Трещиноватый, глинистый
5	F LL	Порово-Трещиноватый, заглинизированный
6	G	Поровый
7	G B	Поровый, битуминозный
8	G C	Поровый, слабопроницаемый
9	G C B	Поровый, слабопроницаемый, битуминозный
10	G C L	Поровый, слабопроницаемый, глинистый
11	G C LL	Поровый, слабопроницаемый, заглинизированный
12	G L	Поровый, глинистый
13	G LL	Поровый, заглинизированный
14	L	Глинистый
15	LL	Заглинизированный
16	N	Непроницаемый
17	N B	Непроницаемый, битуминозный
18	N L	Непроницаемый, глинистый
19	N LL	Непроницаемый, заглинизированный
20	P	Трещиноватый
21	P B	Трещиноватый, битуминозный

Таблица В.12 – Геология (структура таблицы)

well_porous_intrvl			Геология						
№	Field name	Full Field name	Название	Type	Size	Dec	Not_Null	key	Table
1	interval_no	interval_no	Код интервала	N	3	0	NN	PK	
2	UWI	UWI	Уникальное название скважины	C	20		NN		well_hdr
3	gross thickness	gross thickness	Общая толщина пласта, м	N	10	4			
4	net thickness	net thickness	Эф. толщина, м	N	10	4			
5	net porosity	net porosity	Пористость, %	N	10	4			
6	sublayer_name	sublayer_name	Код пропластка	N	3	0	NN	FK	r_Sublayer_type
7	col_type_id	collector_type	Код коллектора	N	3	0	NN	FK	r_collector_type
8	porosity_cutoff	porosity_cutoff	Улучшенные фильт. св-ва, м	N	10	4			
9	Top	Top	Начальная глубина (кровля), м	N	10	4	NN		
10	Base	Base	Конечная глубина (подошва), м	N	10	4	NN		
11	Description	Description	Комментарий	C	100				

# Приложение Г

## Исходные данные для расчета весовых коэффициентов

Отчетный месяц	Компонентный уровень							Системный уровень							Процессный уровень							Экономический уровень							Себестоимость единиц добычи, тыс.у.е.2/тыс.у.е.1							
	Всего регламентных мероприятий, шт	Мероприятия с аварийным результатом, шт	Невозвратные потери добычи (тех.потери), тыс. у.е.1	Добыча без тех.потерь, тыс. у.е.1	Добыча расчетная, тыс. у.е.1	Затраты уровня, тыс.у.е.2	Удельная вероятность потерь	Вес единицы ресурса, у.е.2/у.е.1	Кол-во операций по работе с ВСП, шт	Кол-во операций без эффекта, шт	Возврат добычи ВСП, тыс. у.е.1	Добыча с учетом ВСП, тыс. у.е.1	Базовая добыча, тыс. у.е.1	Затраты уровня/ликвидации ВСП, тыс.у.е.1	Удельная вероятность потерь	Вес единицы ресурса, у.е.2/у.е.1	Кол-во ГТМ, шт	Кол-во ГТМ без эффекта, шт	Доп.Добыча от ГТМ, тыс. у.е.1	Базовая добыча, тыс. у.е.1	Общая добыча, тыс. у.е.1	Затраты уровня, тыс.у.е.2	Удельная вероятность потерь	Вес единицы ресурса, у.е.2/у.е.1	Кол-во активных проектов, шт	Кол-во проектов без эффекта, шт	Затраты на развитие (НИОКР, ЕФИ, НИР и т.д.), тыс.у.е.2	Эффект от проектов, тыс.у.е.2		Операционные затраты Компании, тыс.у.е.2	Затраты уровня, тыс.у.е.2	Удельная вероятность потерь	Вес единицы ресурса, у.е.2/у.е.1			
	Регламентное обслуживание оборудования (ТОиР), ревизия насосов; плановые обучения ТБ, электробезопасности, работе на высоте; обходы промысла, охрана, контроль целостности трубопроводов.														Процессы на удержание геологического темпа падения уровня добычи							Прирост добычи (ГТМ, Бурение) для компенсации геологического падения уровня добычи							Улучшение базовых и сервисных(вспомогательных) процессов							
1	01.01.2020	2 521	124	11,921	922,662	934,583	201,675	0,049	16,918	68	2	14,209	934,583	948,792	604,376	0,029	42,535	35	2	81,966	948,792	1 030,758	1 745,379	0,057	21,294	14	1	2593,941	1229,290	12195,058	2593,941	0,071	14,313	6,783		
2	01.02.2020	2 464	123	14,950	939,892	954,842	154,749	0,050	10,351	76	2	15,397	954,842	970,239	561,436	0,026	36,464	44	2	67,850	970,239	1 038,089	2 142,244	0,045	31,573	19	0	3033,124	1522,080	12285,088	3033,124	-	14,539	7,296		
3	01.03.2020	2 814	168	13,754	1 001,166	1 014,920	155,474	0,060	11,304	70	6	15,181	1 014,920	1 030,101	667,048	0,086	43,940	44	5	67,686	1 030,101	1 097,787	2 188,174	0,114	32,328	24	0	4078,329	2885,550	12605,976	4078,329	-	12,405	8,777		
4	01.04.2020	2 893	162	10,479	782,403	792,882	154,718	0,056	14,765	72	1	11,695	792,882	804,577	517,698	0,014	44,267	50	3	55,464	804,577	860,041	2 789,429	0,060	50,293	13	1	3904,569	2103,050	12511,976	3904,569	0,077	18,477	9,952		
5	01.05.2020	2 943	157	15,982	800,151	816,133	270,659	0,053	16,935	74	1	20,729	816,133	836,862	538,864	0,014	25,996	51	6	95,974	836,862	932,836	2 806,763	0,118	29,245	15	1	3959,765	2139,840	12624,595	3959,765	0,067	15,426	8,336		
6	01.06.2020	2 288	155	13,527	867,320	880,847	265,181	0,068	19,604	64	4	26,839	880,847	907,686	564,548	0,063	21,035	49	5	115,622	907,686	1 023,308	2 714,599	0,102	23,478	14	2	4577,834	2551,890	12663,894	4577,834	0,143	12,902	7,192		
7	01.07.2020	3 042	137	16,773	853,240	870,013	181,767	0,045	10,837	90	1	22,305	870,013	892,318	590,710	0,011	26,483	57	2	108,634	892,318	1 000,952	3 634,537	0,035	33,457	13	0	2293,009	1028,670	12426,475	2293,009	-	22,128	9,927		
8	01.08.2020	2 650	152	23,850	1 013,542	1 037,392	239,815	0,057	10,055	77	3	29,887	1 037,392	1 067,279	696,892	0,039	23,318	55	4	145,356	1 067,279	1 212,635	3 037,168	0,073	20,895	15	0	4371,498	2414,330	12732,923	4371,498	-	18,948	10,465		
9	01.09.2020	3 138	144	25,105	959,183	984,288	285,449	0,046	11,370	78	2	29,294	984,288	1 013,582	667,946	0,026	22,801	61	4	139,820	1 013,582	1 153,402	3 972,678	0,066	28,413	12	1	1973,374	815,580	12566,767	1973,374	0,083	21,747	8,988		
10	01.10.2020	2 152	144	15,152	788,679	803,831	247,852	0,067	16,358	86	3	24,400	803,831	828,231	560,008	0,035	22,951	51	3	112,848	828,231	941,079	2 752,434	0,059	24,391	13	2	4760,198	2673,470	12543,892	4760,198	0,154	14,793	8,308		
11	01.11.2020	3 095	137	22,511	766,545	789,056	224,097	0,044	9,955	84	2	24,284	789,056	813,340	568,148	0,024	23,396	57	2	107,598	813,340	920,938	3 600,395	0,035	33,462	14	1	5445,875	3130,580	12655,762	5445,875	0,071	16,439	9,45		
12	01.12.2020	2 413	142	17,199	832,622	849,821	205,443	0,059	11,945	85	2	17,768	849,821	867,589	616,420	0,024	34,693	50	2	79,894	867,589	947,483	2 713,110	0,040	33,959	11	1	3237,386	1658,260	12774,418	3237,386	0,091	17,485	8,956		
13	01.01.2021	3 158	111	12,135	820,608	832,743	219,826	0,035	18,115	50	2	18,358	832,743	851,101	757,284	0,040	41,251	31	2	72,064	851,101	923,165	1 840,400	0,065	25,533	16	1	2655,902	1670,600	12146,278	2755,902	0,063	13,915	8,435		
14	01.02.2021	2 972	147	12,924	736,387	749,311	148,869	0,049	11,519	65	1	14,489	749,311	763,800	448,026	0,015	30,922	33	3	49,226	763,800	813,026	1 697,054	0,091	34,475	9	1	4810,672	2707,110	12715,066	4810,672	0,111	14,407	7,942		
15	01.03.2021	2 189	146	9,271	1 564,543	1 573,814	153,453	0,067	16,552	89	-	11,446	1 573,814	1 585,260	820,470	-	71,682	64	3	239,854	1 585,260	1 825,114	3 076,827	0,047	12,828	10	2	3549,557	1866,370	12996,761	3549,557	0,200	19,271	9,855		
16	01.04.2021	2 333	166	5,607	993,288	998,895	163,847	0,071	29,222	52	2	8,198	998,895	1 007,093	615,542	0,038	75,084	35	5	101,698	1 007,093	1 108,791	2 593,778	0,143	25,505	13	0	4044,729	2196,490	12286,76	4144,729	-	22,976	12,176		
17	01.05.2021	3 011	117	17,219	777,221	794,440	257,667	0,039	14,964	88	4	25,932	794,440	820,372	408,458	0,045	15,751	40	2	101,038	820,372	921,410	2 777,298	0,050	22,539	13	0	3744,597	1996,400	13116,954	3844,597	-	23,059	11,974		
18	01.06.2021	2 937	163	11,761	835,162	846,923	242,111	0,055	20,586	65	1	27,161	846,923	874,084	716,412	0,015	26,376	41	-	119,628	874,084	993,712	2 983,767	-	24,942	11	0	4928,672	2785,780	13423,728	5028,672	-	19,813	10,976		
19	01.07.2021	2 431	145	15,648	821,394	837,042	173,406	0,060	11,082	83	1	30,803	837,042	867,845	430,036	0,012	13,961	50	3	72,352	867,845	940,197	1 506,578	0,060	20,823	10	0	3805,48	2063,990	12923,534	3905,48	-	20,315	10,596		
20	01.08.2021	2 269	164	22,725	863,362	886,087	217,512	0,072	9,571	61	1	26,091	886,087	912,178	912,928	0,016	34,990	43	2	122,206	912,178	1 034,384	2 797,361	0,047	22,891	12	1	4835,291	2723,530	11867,084	4935,291	0,083	21,560	11,898		
21	01.09.2021	3 081	116	14,191	846,672	860,863	305,716	0,038	21,543	84	2	27,771	860,863	888,634	514,986	0,024	18,544	51	3	83,168	888,634	971,802	1 660,875	0,059	19,970	9	1	2023,135	1848,760	12554,2	2123,135	0,111	14,806	12,893		
22	01.10.2021	2 536	115	13,879	912,085	925,964	243,391	0,045	17,537	96	-	22,790	925,964	948,754	548,248	-	24,057	51	1	71,444	948,754	1 020,198	1 480,572	0,020	20,724	10	1	4385,963	2423,980	12568,98	4485,963	0,100	24,577	13,28		
23	01.11.2021	2 623	150	23,749	924,146	947,895	209,082	0,057	8,804	95	2	24,333	947,895	972,228	602,806	0,021	24,773	50	2	94,100	972,228	1 066,328	1 990,456	0,040	21,153	11	0	3789,719	2026,480	13718,846	3889,719	-	27,941	14,557		
24	01.12.2021	2 782	164	13,941	918,783	932,724	189,624	0,059	13,602	93	4	16,098	932,724	948,822	816,140	0,043	50,698	57	3	102,398	948,822	1 051,220	2 165,975	0,053	21,153	12	1	2027,131	1851,420	13438,688	3127,131	0,083	22,300	13,203		
25	01.01.2022	2 798	102	8,455	834,730	843,185	217,809	0,036	25,761	47	1	14,834	843,185	858,019	761,514	0,021	51,336	29	3	132,836	858,019	990,855	2 264,970	0,103	17,051	13	0	2879,13	1419,420	11999,937	2979,13	-	35,277	16,808		
26	01.02.2022	2 429	153	12,016	813,658	825,674	144,226	0,063	12,003	60	2	18,630	825,674	844,304	768,044	0,033	41,226	32	1	209,306	844,304	1 053,610	2 080,411	0,031	9,940	10										

## Приложение Д

Акты и справки о внедрении алгоритмов автоматизированной системы  
управления эксплуатацией углеводородного месторождения

Общество с ограниченной ответственностью  
«Новосибирский Научно-технический Центр»  
630090, г. Новосибирск, ул. Кутателадзе, д. 4Г, оф. 506  
тел: +7 (383) 37-55-226  
www.nntc.pro  
e-mail: info@nntc.pro



**Акт об использовании результатов**  
**диссертационного исследования Ломухина И.А. на тему:**  
**«Многоуровневый подход к управлению эксплуатацией**  
**углеводородного месторождения»**

Настоящим подтверждаем, что результаты диссертационного исследования Ломухина И.А. на тему: «Многоуровневый подход к управлению эксплуатацией углеводородного месторождения» обладают актуальностью, представляют практический интерес и были использованы при разработке единой процессной модели управления добывающим месторождением.

Генеральный директор "ННТЦ"



К.Т.Н. Ульянов В.Н.





630090, Новосибирск, ул. Николаева 7, оф. 1  
ИНН/КПП: 5408147190 / 540801601  
Адрес для корреспонденции:  
630090, Новосибирск, а/я 248  
+7 (383) 363-57-15. [info@siant.ru](mailto:info@siant.ru)

Исх. № 23/11 от \_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. 20 \_\_\_\_ г.

### Справка о внедрении

Настоящим подтверждаем, что результаты диссертационного исследования Ломухина И.А. на тему: «Многоуровневый подход к управлению эксплуатацией углеводородного месторождения» обладают актуальностью, представляют практический интерес и были использованы при разработке системы автоматизации для повышения эффективности работы скважин при газлифтной эксплуатации. Результаты исследования Ломухина И.А. позволили повысить эффективность разработанной в АО НПФ «СИАНТ» системы автоматизации, а также позволили производить управление исполнительными механизмами, обеспечивающими оптимальную производительность скважин, с большей точностью.

Директор новых проектов и программ



 А.В. Мироносицкий

ООО «ОЗНА-Диджитал Солюшнс»

г. Уфа, ул. Менделеева, д.205а

## **А К Т**

**о наличии практического интереса использования  
результатов диссертационной работы  
Ломухина Игоря Анатольевича,  
выполненной на тему  
«Многоуровневая автоматизированная система управления  
эксплуатацией углеводородного месторождения»**

Настоящий акт составлен о том, что научные и практические результаты, полученные в диссертационном исследовании Ломухина И.А., являются актуальными и представляют существенный практический интерес для решения прикладных задач при разработке цифровых решений системы онлайн мониторинга и прогнозирования параметров притока скважины, добычи, управления системой сбора и подготовки нефти.

Материалы диссертационной работы могут быть применены для повышения эффективности разработанных в ООО «ОЗНА-Диджитал Солюшнс» систем управления автоматизированными групповыми замерными установками и объектами подготовки нефти.

**Генеральный директор**

**ООО «ОЗНА-Диджитал Солюшнс»**

  
**Р.Р.Габдулхаков**



**УТВЕРЖДАЮ**

**Директор по Бизнес-Трансформации**

**ООО «Газпромнефть-Оренбург»**



**М.С. Поречный**

02 2022г.

**АКТ**

об использовании результатов исследования Ломухина И.А., Пищухина А.М.,  
Ахмедьяновой Г.Ф. «Многоуровневое управление разработкой месторождения  
углеводородов»

Настоящим актом удостоверяем, что результаты проведенного исследования в виде методики расчета долей для оптимального распределения ресурсов применены в работе блока геологии и разработки, концептуального проектирования и формирования бизнес-кейсов по достижению потенциала месторождений углеводородов. Использование этих результатов позволяет наиболее эффективно использовать выделенные ресурсы при подборе геолого-технических мероприятий на фонде добывающих скважин.

Руководитель проектов  
по формированию бизнес-кейсов

Ю.Н. Дотков

Руководитель проекта ЦИТ  
управления техники и технологии добычи

Д.А. Дьяченко

ООО «Газпромнефть-Цифровые решения»

г. Уфа, ул.Революционная, 96/4

### Акт-справка

Выдана Ломухину Игорю Анатольевичу, свидетельствующая о том, что результаты диссертационного исследования «Многоуровневая автоматизированная система управления эксплуатацией углеводородного месторождения» внедрены в практическую деятельность Центра решений по технологиям в добыче ООО «Газпромнефть-Цифровые решения».

Полученные в диссертационном исследовании результаты являются актуальными и востребованными при разработке цифровых инструментов для работы с добывающим фондом скважин.

**Руководитель Центра решений**

**по технологиям в добыче**

**ООО «Газпромнефть-Цифровые решения»**



**Фролов Р.В.**