

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

На правах рукописи



**ВАЛЕЕВ Артем Фаатович**

**АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ  
ЖИВУЧЕСТИ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ ГАЗА  
В УСЛОВИЯХ ОБВОДНЕНИЯ**

2.3.3. Автоматизация и управление технологическими процессами и  
производствами (технические науки)

Диссертация на соискание ученой степени  
доктора технических наук

Научный консультант:  
доктор технических наук, профессор  
**СОЛОВЬЕВ Николай Алексеевич**

Оренбург – 2025

## ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ ГАЗА В УСЛОВИЯХ ОБВОДНЕНИЯ .....	16
1.1 Актуальность темы исследований.....	16
1.1.1 Особенности объектов добычи газа нефтегазоконденсатного месторождения на поздней стадии разработки.....	16
1.1.2 Живучесть объектов добычи газа.....	19
1.1.3 Особенности объектов добычи газа Оренбургского месторождения	20
1.2 Анализ методов эксплуатации обводненных газоконденсатных скважин.....	23
1.3 Анализ методов автоматизации научных исследований живучести объектов добычи газа в условиях обводнения .....	30
1.4 Анализ существующего математического, информационного и программного обеспечения научных исследований объектов добычи газа .....	42
1.5 Концептуальный анализ объекта исследования .....	47
1.6 Выводы по первому разделу .....	51
2 МЕТОДОЛОГИЯ АВТОМАТИЗАЦИИ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЖИВУЧЕСТИ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ ГАЗА В УСЛОВИЯХ ОБВОДНЕНИЯ.....	53
2.1 Концепция живучести объектов добычи газа в условиях обводнения ...	53
2.2 Концепция автоматизации научных исследований живучести объектов добычи газа в условиях обводнения.....	55
2.3 Выводы по второму разделу .....	61
3 РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЖИВУЧЕСТИ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ ГАЗА В УСЛОВИЯХ ОБВОДНЕНИЯ.....	63
3.1 Разработка математического обеспечения АСНИ.....	64

3.1.1 Способ совершенствования технологических режимов работы системы «пласт-скважина-шлейф» .....	64
3.1.2 Структура информационно-измерительной системы управляемой насосной откачки пластовой жидкости .....	68
3.2 Разработка модели живучести объектов добычи газа.....	69
3.2.1 Модель притока газа и воды к забою скважины .....	69
3.2.2 Моделирование работы скважины.....	71
3.2.3 Моделирование насосной откачки пластовой жидкости.....	75
3.2.3.1 Моделирование откачки пластовой жидкости электроцентробежным насосом.....	75
3.2.3.2 Моделирование откачки пластовой жидкости винтовым штанговым насосом .....	86
3.2.4 Моделирование работы газовой скважины с плунжерным лифтом...	89
3.2.5 Моделирование работы газовой скважины с концентрической лифтовой колонной .....	95
3.2.6 Моделирование живучести объектов добычи газа.....	98
3.2.6.1 Показатели живучести объектов добычи газа .....	98
3.2.6.2 Критерий выбора средства обеспечения живучести объектов добычи газа .....	104
3.3 Методика определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины .....	105
3.4 Оценка адекватности моделирующего аппарата.....	108
3.4.1 Оценка адекватности модели расчета пластового давления.....	108
3.4.2 Оценка адекватности модели расчета забойного давления.....	110
3.5 Разработка алгоритмов АСНИ живучести объектов добычи газа .....	112
3.6 Выводы по третьему разделу .....	128
4 РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЖИВУЧЕСТИ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ ГАЗА .....	130
4.1 Архитектура информационно-программного обеспечения АСНИ живучести объектов добычи газа .....	130

4.1.1 Выбор и обоснование инструментальных средств программирования .....	134
4.2 Разработка информационного обеспечения АСНИ.....	138
4.3 Разработка программного обеспечения АСНИ .....	139
4.3.1 Автоматизированная информационная система «Промысел».....	140
4.3.2 Программная система «Конструкция скважины» .....	146
4.3.3 Программная система «GPI» .....	150
4.3.4 Система моделирования живучести объектов добычи газа .....	155
4.3.4.1 Модуль предварительного выбора технологии борьбы с обводнением объекта добычи газа .....	155
4.3.4.2 Система моделирования средств обеспечения живучести объектов добычи газа.....	159
4.3.4.3 Модуль расчета параметров пласта и скважины.....	178
4.3.4.4 Модуль расчета параметров скважины с управляемой насосной откачкой пластовой жидкости .....	181
4.4 Методика проведения научных исследований живучести объектов добычи газа с АСНИ .....	185
4.5 Выводы по четвертому разделу .....	187
5 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЖИВУЧЕСТИ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ ГАЗА.....	188
5.1 Разработка предложений по обеспечению живучести объектов добычи газа .....	188
5.1.1 Разработка технических решений построения системы «пласт-скважина» с управляемой насосной откачкой пластовой жидкости .....	188
5.2 Разработка методики оценки эффективности научных исследований живучести объектов добычи газа .....	192
5.2.1 Анализ существующих методов оценки эффективности АСНИ.....	192
5.2.2 Обоснование выбора метода оценки эффективности научных исследований живучести объектов добычи газа.....	196



5.2.3 Критерий оценки эффективности процессов научных исследований живучести объектов добычи газа .....	197
5.3 Экспериментальные исследования АСНИ живучести объектов добычи газа .....	205
5.3.1 Разработка методики экспериментальных исследований .....	206
5.3.2 Планирование эксперимента .....	207
5.3.3 Обработка результатов эксперимента .....	209
5.3.4 Рекомендации по обеспечению живучести объектов добычи газа на Оренбургском месторождении .....	215
5.4 Оценка эффективности научных исследований живучести объектов добычи газа с использованием АСНИ .....	217
5.4.1 Оценка эффективности научных исследований живучести объектов добычи газа .....	217
5.4.2. Оценка управленческого эффекта от использования АСНИ .....	220
5.5 Направления дальнейших исследований живучести объектов добычи газа .....	221
5.6 Выводы по пятому разделу .....	222
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	224
ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ .....	227
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	230
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	254
ПРИЛОЖЕНИЕ А (справочное) Документы по защите интеллектуальной собственности, внедрения и апробации результатов диссертационного исследования.....	255
ПРИЛОЖЕНИЕ Б (справочное) Справочные данные и зависимости для моделирования объектов добычи газа .....	272
ПРИЛОЖЕНИЕ В (справочное) Исходный текст программного обеспечения АСНИ ЖОДГ (фрагменты некоторых модулей).....	278

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность исследования.** В период падающей добычи разработка газоконденсатных месторождений осложняется обводнением газовых скважин, что приводит к выводу части скважин из эксплуатации. Такая проблема характерна для многих месторождений в России: Оренбургского, Вынгапуровского, Медвежьего, Уренгойского, Северо-Уренгойского, Ямбургского, Комсомольского. Так на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ОНГКМ), которое разрабатывается с 1974 года, обводнены порядка 20% эксплуатационных газовых скважин. Установлено, что остаточных запасов газа достаточно для промышленной добычи из части обводненных скважин при использовании технологий извлечения пластовой жидкости, обеспечивающих рациональную разработку Основной газоконденсатной залежи ОНГКМ. Современные технологии извлечения пластовой жидкости имеют существенные отличия, применимы в конкретных условиях эксплуатации скважин и зависят от их конструкции, остаточных дренируемых запасов газа, объема пластовой жидкости, запаса пластовой энергии, наличия источника электроэнергии вблизи скважины и др. Отсюда, научные исследования применения различных технологий извлечения пластовой жидкости и периода их внедрения становится необходимым условием добычи продукции газоконденсатных месторождений на проектном уровне и рациональной разработки залежи.

Проблемам извлечения углеводородного сырья на поздней стадии разработки газоконденсатных месторождений посвящены работы Алиева З.С. [5-6], Баишева В.З. [16], Баишева Р.В. [17], Бузинова С.Н. [24], Гукасова Н.А. [87], Епрынецев А.С. [96-97], Закирова С.Н. [102], Кучерова Г.Г. [87], Николаева О.В. [158-159], Стекольников Ю.И. [226], Черных В.А. [244], зарубежных исследователей: Й. Айтлер [4], М. Зейвальд [4], Дж. Ли [136], Г. Никенс [136], М. Уэллс [136] и других. Обобщая результаты исследований, можно сделать вывод, что в настоящее время сложилась система методов извлечения углеводородного сырья газоконденсатных месторождений, позволяющая решать широкий спектр задач в условиях фонтанной и механизированной добычи.

Для исследования объектов добычи продукции в этих условиях предлагается использовать свойство живучести. Понятие живучести известно в технике, однако до сих пор не создано развитой теории, которая содержала бы, как теория надежности, общетехнические результаты, позволяющие исследовать это свойство, оценивать его количественно и разрабатывать практические рекомендации по обеспечению живучести сложных систем. Обобщая известные подходы, если в качестве объекта добычи газа рассматривать систему «пласт-скважина», то **живучесть этой системы** – свойство, заключающееся в способности сохранять потенциальные возможности объекта в условиях неблагоприятных воздействий окружающей среды, выходящих за пределы проектных решений.

Процессы живучести объектов добычи газа в условиях обводнения являются малоизученными. Практически каждый объект добычи газа является уникальным, и для подбора необходимой технологии борьбы с обводнением (СОЖ – средства обеспечения живучести) для повышения его живучести требуется проведение длительных и масштабных экспериментальных исследований. Для сокращения ресурсозатрат на экспериментальные исследования предлагается проведение научных исследований с моделью объекта. Однако такие исследования являются сложной, трудоемкой задачей, связанной с обработкой больших объемов информации и разработкой модели живучести объекта добычи газа. Для автоматизации информационных процессов научных исследований на основе получения и использования модели объекта исследования в различных отраслях промышленности применяют специализированные автоматизированные системы научных исследований (АСНИ) [164]. Существующее прикладное программное обеспечение для создания интегрированных геолого-технологических моделей газоконденсатных месторождений (ИГТМ) не позволяет исследовать живучесть объектов добычи газа.

В связи с изложенным, разработка математического, информационного и программного обеспечения АСНИ живучести объектов добычи газа в условиях обводнения на основе развития ИГТМ [128] с учетом технологий извлечения пластовой жидкости является актуальной научной проблемой.

**Объект исследования** – автоматизированная система научных

исследований объектов добычи газа газоконденсатных месторождений; **предмет** – математическое, информационное и программное обеспечение исследований живучести объектов добычи газа в условиях обводнения.

**Цель исследования** – повышение эффективности научных исследований объектов добычи газа газоконденсатных месторождений в условиях обводнения на основе автоматизации выбора технологий извлечения пластовой жидкости и периода их использования по критерию живучести.

Для достижения поставленной цели сформированы **научные задачи**:

1. Провести системный анализ проблем научных исследований живучести объектов добычи газа газоконденсатных месторождений в условиях обводнения.
2. Разработать методологию автоматизации научных исследований живучести объектов добычи газа в условиях обводнения.
3. Разработать комплекс моделей для исследования живучести объектов добычи газа с учетом технологий извлечения пластовой жидкости.
4. Разработать методики и алгоритмы реализации моделей технологических процессов добычи углеводородного сырья из обводненных газовых скважин и расчета живучести объектов добычи газа.
5. Разработать информационное и программное обеспечение АСНИ живучести объектов добычи газа в условиях обводнения.
6. Провести экспериментальные исследования для выработки научно обоснованных рекомендаций оценки эффективности АСНИ по обеспечению живучести объектов добычи газа.

**Методы исследования.** При проведении исследования использовались техническая кибернетика, теория систем, теория управления, системный анализ, методы объектно-ориентированного программирования, статистический анализ, теория графов, теория моделирования, численные методы, теория разработки информационного и программного обеспечения; теория разработки месторождений нефти и газа, теория гидравлики и нефтегазовой механика, метода узлового анализа, теория надежности, теория живучести; теории эксперимента и др.

**Содержание диссертации** соответствует нижеследующим направлениям

исследований паспорта научной специальности 2.3.3 Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами: пп. 3-4; **п. 18.**

**Научная новизна** работы заключается в:

- разработанной концепции живучести объекта добычи газа, *отличающейся* сохранением потенциальных возможностей объекта в условиях неблагоприятных воздействий окружающей среды, выходящих за пределы проектных решений (п.3, п.4 паспорта специальности 2.3.3);
- предложенной методологии для автоматизации научных исследований живучести объектов добычи газа в условиях обводнения месторождений природного газа, *отличающейся* использованием прогностического моделирования технологических процессов добычи газа с учетом технологий извлечения пластовой жидкости и периода их внедрения (п.3, п. 4, п. 18);
- разработанном комплексе моделей для исследований живучести объектов добычи газа с учетом технологий извлечения пластовой жидкости, *отличающемся* от ИГТМ газоконденсатного месторождения учетом динамики обводнения, моделью СОЖ и блоком инженерного расчета живучести (п. 4, п. 18);
- предложенном способе определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины, *заменяющем* прямое измерение, защищенном патентом на изобретение № 2571321 РФ [177], *отличающемся* использованием модели технологических процессов системы «пласт-скважина» для его определения;
- разработанных методиках и алгоритмах для реализации моделей технологических процессов добычи углеводородного сырья из обводненных газовых скважин, *отличающихся* оценкой живучести объектов добычи газа (п. 3, п. 4, п. 18);
- разработанной методике для оценки эффективности АСНИ живучести объектов добычи газа, *отличающейся* учетом обобщенных показателей результативности, ресурсоотдачи, времени проведения научных исследований (п. 3, п. 4, п. 18).

**Теоретическая значимость** работы заключается в предложенной методологии научных исследований живучести объектов добычи газа, основой которой

является автоматизированная система, способствующая принятию решений по повышению живучести за счет применения различных технологий борьбы с обводнением и базирующаяся на системе прогностического моделирования технологических процессов добычи продукции.

**Практическая значимость** работы определяется:

- применением разработанного комплекса моделей для расчета технологических процессов добычи газа в условиях обводнения и оценки живучести объектов добычи газа, оснащенных СОЖ;
- использованием разработанного способа для определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины с электроцентробежным насосом на основе моделирования работы системы «пласт-скважина» [177];
- разработанным математическим, информационным, программным обеспечением и техническими решениями АСНИ живучести объектов добычи газа в условиях обводнения (свидетельства программ для ЭВМ №№ 2013617790 [198], 2016663248 [199], 2019619658 [200]), используемых при принятии решений по обеспечению живучести и рациональному использованию пластовой энергии за счет применения различных технологий борьбы с обводнением;
- разработанной методикой оценки эффективности АСНИ живучести объектов добычи газа, учитывающей обобщенные показатели результативности, ресурсоотдачи, времени проведения научных исследований;
- предложенными практическими рекомендациями по обеспечению живучести объектов добычи газа на Оренбургском месторождении.

**Обоснованность и достоверность** полученных результатов работы основана на используемой методологической базе исследования и обеспечивается принятыми ограничениями при разработке моделирующего аппарата, сходимостью результатов исследования с экспериментальными данными, внедрением в производственную деятельность газодобывающих и научно-исследовательских предприятий.

**Внедрение результатов исследований.** Основные теоретические положения и практические результаты диссертации внедрены в виде методик и ал-

горитмов обработки информации, информационного и программного обеспечения АСНИ живучести объектов добычи газа в Министерстве промышленности и энергетики Оренбургской области, ООО «Газпром добыча Оренбург», ООО «Газпром добыча Надым», ООО «ВолгоУралНИПИгаз», ООО «Парма-Телеком», ООО «Комита Цифровые технологии»; в образовательном процессе Оренбургского государственного университета и филиала РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Оренбурге.

**Основные положения, выносимые на защиту:**

- концепция живучести объектов добычи газа в условиях обводнения, предусматривающая использование средств обеспечения живучести (п.3, п.4);
- методология автоматизации научных исследований живучести объектов добычи газа в условиях обводнения на основе прогностического моделирования технологий извлечения пластовой жидкости (п.3, п. 4, п. 18);
- комплекс моделей для исследования живучести объектов добычи газа с учетом технологий извлечения пластовой жидкости (п. 4, п. 18);
- методики и алгоритмы реализации моделей технологических процессов добычи углеводородного сырья из обводненных газовых скважин и расчета живучести объектов добычи газа (п. 3, п. 4, п. 18);
- математическое, информационное и программное обеспечение АСНИ живучести объектов добычи газа в условиях обводнения (п. 3, п. 4, п. 18);
- результаты оценки эффективности предложенных технических решений АСНИ живучести объектов добычи газа в условиях обводнения (п. 4, п. 18).

Основные положения диссертации отражают результаты многолетней работы автора в области разработки математического, информационного, программного обеспечения автоматизированных систем научных исследований и систем моделирования, в том числе при выполнении НИР по гранту Фонда содействия инновациям: № 9666ГУ/2015 «Разработка программной системы моделирования добычи газа с насосной откачкой пластовой жидкости из обводненных газовых скважин» (2015-2017 гг.). За работу по тематике диссертации автор удостоен персональной стипендии Оренбургской области для молодых ученых за 2016 год.

**Апробация работы.** Основные результаты работы обсуждались и получили одобрение на научных мероприятиях различного уровня:

- молодежных научно-технических конференциях: ООО «Газпром добыча Оренбург» «Актуальные проблемы развития Оренбургского нефтегазового комплекса и пути их решения», «Инновационный подход для повышения конкурентоспособности и эффективности предприятия», «Инновационные технологии в газовой промышленности», «Современные проблемы и перспективные направления инновационного развития предприятия» (Оренбург, 2016, 2018, 2020, 2022 гг.); X-ой научно-технической конференции молодых работников ООО «Газпром переработка» (Санкт-Петербург, 2022 г.);

- научно-технических конференциях с международным участием «Инновационные решения для нефтегазовой области (опыт и перспективы)» (Оренбург, 2011 г.), «Генезис, миграция и формирование месторождений углеводородного сырья в контексте их поиска, разведки и разработки» (Оренбург, 2018 г.);

- международной научной конференции «Нефть и газ» (Москва, 2019, 2020, 2022 гг.);

- международных научно-практических конференциях (НПК): «Наука, техника, инновации 2014» (Брянск, 2014 г.), «Технические науки: тенденции, перспективы и технологии развития» (Волгоград, 2014 г.); «Инновационное развитие нефтегазового комплекса» (Оренбург, 2016 г.); «Технические науки: научные приоритеты учёных» (Пермь, 2016 г.), «Актуальные задачи фундаментальных и прикладных исследований» (Оренбург, 2018 г.); «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность» (Москва, 2023 г.);

- всероссийских научно-практических конференциях (ВНПК): «Теоретические вопросы разработки, внедрения и эксплуатации программных средств» (Орск, 2010 г.), ВНПК «Компьютерная интеграция производства и ИПИ - технологии» (Оренбург, 2011, 2013, 2017, 2019, 2021 гг.), X ВНПК «Современные информационные технологии в науке, образовании и практике» (Оренбург, 2012 г.), «Информационно-телекоммуникационные системы и технологии» (Кемерово, 2014 г.), «Нетрадиционные источники углеводородного сырья – поиски, разведка,



разработка Волго-Уральского региона» (Оренбург, 2017 г.), «Новые направления работ на нефть и газ, инновационные технологии разработки их месторождений, перспективы добычи нетрадиционного углеводородного сырья» (Оренбург, 2019 г.); XV-ой Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса» (Москва, 2022 г.), «Современные научно-исследовательские и технологические аспекты программной инженерии» (Оренбург, 2023 г.);

– конференциях ООО «Газпром ВНИИГАЗ» «Современные методы комплексного моделирования разработки газовых и нефтегазоконденсатных месторождений» (Москва, 2022 г., Сочи, 2023 г.);

– I-ом молодежном инновационном конвенте Оренбургской области, областной молодежной НПК (Оренбург, 2012 г.), конкурсе «УМНИК - 2015» (2015-2017 гг.), I-ой межрегиональной НТК работников организаций газовой промышленности «Газпром в Оренбуржье» «Молодежь и наука: цифровая трансформация бизнес процессов предприятия» (Оренбург, 2023 г.).

**Публикации.** По теме диссертации опубликована 51 научная работа, 11 из которых в изданиях, рекомендованных ВАК РФ, 1 – в журнале, индексируемом в базе Scopus, 1 монография, 1 патент на изобретение, 3 свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ, 34 – в прочих изданиях.

Работа состоит из введения, основной части из пяти разделов, заключения, перечня сокращений и условных обозначений и трех приложений.

**В первом разделе** «Системный анализ проблем научных исследований объектов добычи газа в условиях обводнения» представлены результаты исследования объектов добычи газа на поздней стадии разработки газоконденсатного месторождения, осложненной неблагоприятными воздействиями, где одним из основных является обводнение скважин; анализа существующего математического, информационного и программного обеспечения АСНИ научных исследований объектов добычи газа; концептуального анализа объекта исследования.

**Во втором разделе** «Методология автоматизации научных исследований живучести объектов добычи газа в условиях обводнения скважин» представлена

методология автоматизации научных исследований живучести объектов добычи газа, основой которой является система прогностического моделирования технологических процессов добычи продукции газоконденсатных месторождений, учитывающая технологии извлечения пластовой жидкости и период их внедрения.

**В третьем разделе** «Разработка математического обеспечения для исследования живучести объектов добычи газа в условиях обводнения» описаны разработанный комплекс моделей живучести объектов добычи газа, критерий выбора наилучшего средства обеспечения живучести, методики и алгоритмы АСНИ ЖОДГ.

**В четвертом разделе** «Разработка автоматизированной системы научных исследований объектов добычи газа» представлено разработанное информационное и программное обеспечение (ПО) АСНИ.

**В пятом разделе** «Анализ эффективности автоматизированной системы научных исследований живучести объектов добычи газа» представлены разработанная методика оценки эффективности АСНИ, результаты проведенной оценки эффективности и направления дальнейших исследований.

**В заключении** отражены основные результаты и выводы исследования.

**В приложении** представлены документы внедрения и апробации результатов диссертационного исследования, справочные данные и зависимости для моделирования технологических процессов добычи газа, фрагменты исходного текста программного обеспечения АСНИ живучести объектов добычи газа в условиях обводнения.

**Личный вклад автора.** Все основные результаты работы и выносимые на защиту положения получены лично диссертантом. Основная часть опубликованных работ выполнена лично автором, частично в соавторстве с научным консультантом и коллегами, при этом вклад диссертанта был ключевым.

Диссертация изложена на 291 страницах машинописного текста и содержит 155 рисунков, 15 таблиц, библиографический список из 290 наименований.

Выражаю искреннюю благодарность своему учителю, наставнику и научному консультанту – профессору кафедры программного обеспечения вычислительной

техники и автоматизированных систем (ПОВТАС) Оренбургского государственного университета, доктору технических наук, профессору Соловьеву Н.А., за всестороннюю помощь в работе над диссертацией, поддержку и мотивацию к научному поиску, совершенствованию и саморазвитию; своему наставнику – Шуэру А.Г. за ценные консультации по проблеме исследования и математическому обеспечению, полезные практические советы, внимание к работе и её обсуждение; коллегам с кафедры ПОВТАС за ценные советы в области информационного и программного обеспечения автоматизированных систем, внимание к работе; студентам кафедры ПОВТАС, принявшим участие в разработке информационного и программного обеспечения АСНИ живучести объектов добычи газа: Салихову А.О., Михайлову И.Д., Михайлову И.Д., Ларионову А.А., Шаховалу В.Р., Василенко Д.С., Макаеву А.Ш., Фатневу А.В.; коллегам из ООО «ВолгоУралНИПИгаз»: Баишеву В.З., Назырову М.Р., Кузнецовой М.А., Золотаревой Н.П., Кривиной Т.Г., Еремеевой С.В., Мамошину А.М., Шуэр В.Д., Тену А.В., Фроловой Т.В., Ломухину И.А. и др. за ценные консультации и советы в области разработки месторождений нефти и газа и добычи; руководителям и коллегам из ООО «Газпром добыча Оренбург»: Николаеву О.А., Ларёву П.Н., Ефимову А.Г., Сошникову О.Б., Колубаеву А.С., Самарцеву С.К., Артамкину А.С., Овчаренко А.И. за всестороннюю помощь и поддержку в проведении диссертационного исследования и апробации полученных результатов.

Отдельную благодарность выражаю своей жене, детям и родителям за понимание и безграничную поддержку, а также всевозможную помощь в процессе подготовки диссертации.

# 1 СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ ГАЗА В УСЛОВИЯХ ОБВОДНЕНИЯ

## 1.1 Актуальность темы исследований

1.1.1 Особенности объектов добычи газа нефтегазоконденсатного месторождения на поздней стадии разработки

Развитие газового комплекса России связано не только с освоением новых месторождений, но и с усовершенствованием систем добычи и сбора продукции на существующих залежах [221].

В технике под **системой** (system) понимается объект, представляющий собой множество взаимосвязанных элементов, рассматриваемых в определенном контексте как единое целое и отделенных от окружающей среды. Где **элемент** (element) - объект, для которого в рамках данного рассмотрения не выделяются составные части.

Обобщенная схема системы добычи и сбора продукции (СДСП, система «пласт-скважина-шлейф» – ПСШ) участка газоконденсатного месторождения представлена на рисунке 1.1.

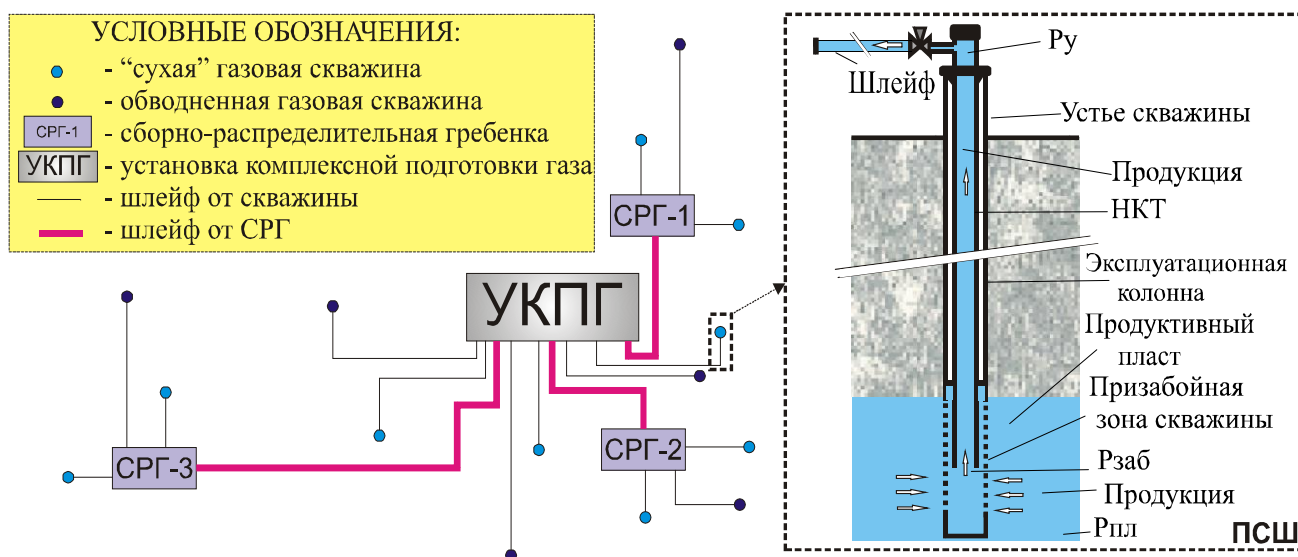


Рисунок 1.1 – Система добычи и сбора продукции участка газоконденсатного месторождения

СДСП включает в себя продуктивный пласт, добывающую скважину и

шлейфовый трубопровод (шлейф), служащий для транспортировки добываемой продукции до установки комплексной подготовки газа (УКПГ).

Продукция из пласта поступает на забой скважины, далее по насосно-компрессорным трубам (НКТ) движется к устью скважины.

Скважины, работающие с выносом воды, определяются как обводненные, а без воды – «сухими». Шлейфы проложены от скважины до УКПГ, либо до сборно-распределительных гребенок (СРГ), на которые поступает продукция с нескольких скважин и далее по общему шлейфу транспортируется до УКПГ.

На рисунке 1.2 представлена система управления процессами разработки газоконденсатного месторождения. Данные о параметрах продукции газоконденсатной залежи, эксплуатационных скважин, системы сбора продукции и УКПГ поступают с датчиков информационной системы управления (ИСУ) добычи продукции и ИСУ комплексной подготовки газа и конденсата используются для моделирования в интегрированной геолого-технологической модели месторождения.

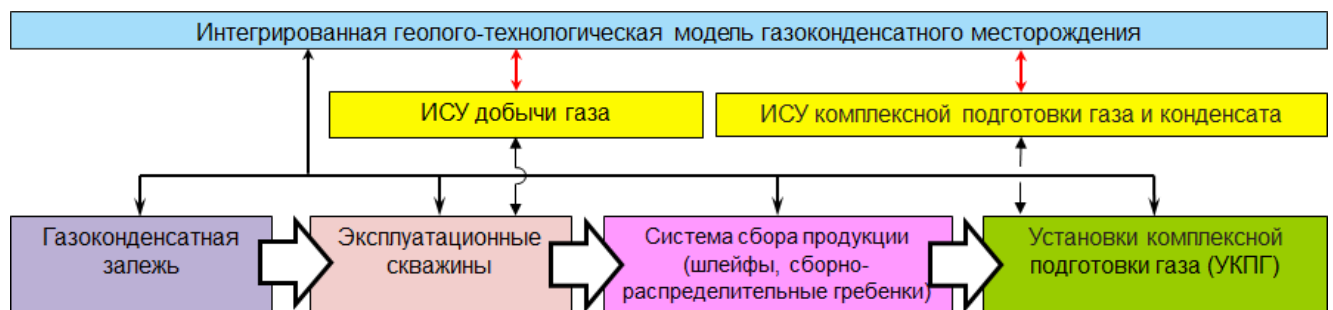


Рисунок 1.2 – Система добычи и сбора продукции участка газоконденсатного месторождения

Основными эксплуатационными показателями разработки газоконденсатных месторождений являются:  $P_{res}$ ,  $P_{bh}$ ,  $P_{wht}$  – пластовое, забойное и устьевое трубное давления;  $Q_g$  – дебит газа;  $Q_{gy}$ ,  $Q_{gcp}$  – годовая и накопленная добыча газа,  $n$  – число эксплуатационных скважин. Характер изменения этих показателей представлен на рисунке 1.3 [16, 127].

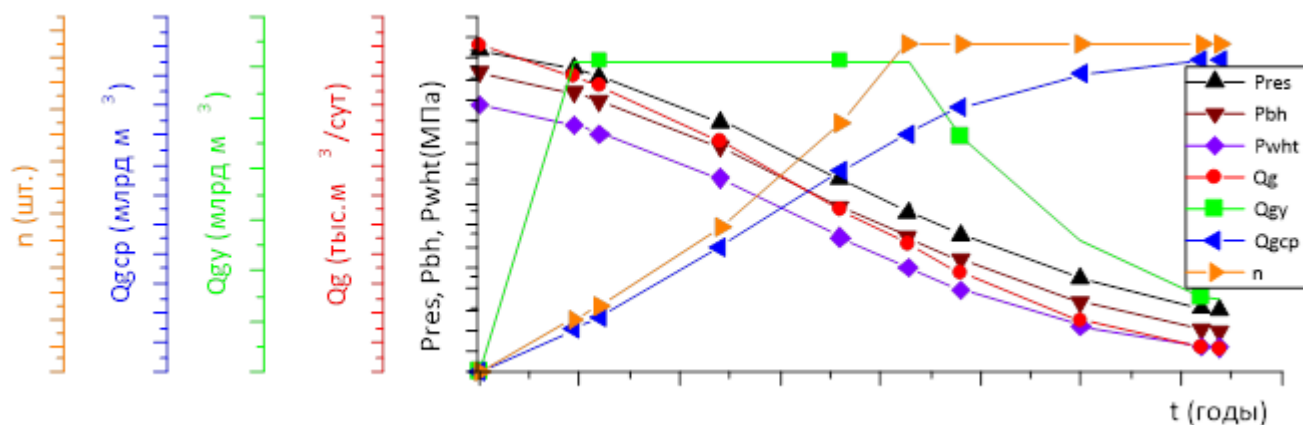


Рисунок 1.3 – Изменение основных эксплуатационных показателей разработки газоконденсатного месторождения

Характер изменений основных эксплуатационных показателей разработки газоконденсатного месторождения (в особенности  $Q_{gy}$ ) показывает наличие трех этапов: нарастающей, устойчивой, падающей годовой добычи. Третий этап представляет позднюю стадию разработки месторождения, момент наступления которого специфичен для каждого месторождения и существенно осложняется внешними неблагоприятными воздействиями (НВ), не предусмотренными проектными условиями нормальной эксплуатации: обводнением, наличием кислых компонентов в продукции (углекислый газ, сероводород), разрушением призабойной зоны, гидратообразованием в скважинах и шлейфах, образованием песчаных пробок в призабойной зоне, загрязнением призабойной зоны.

Одним из основных НВ на объекты добычи газа является обводнение, ухудшающее проницаемость призабойной зоны, что приводит к снижению эксплуатационных показателей скважин и месторождения в целом [17,87, 136].

На рисунке 1.4 представлены два варианта системы ПСШ газовых скважин в условиях обводнения. Первый вариант обводнения (рисунок 1.4-а) показывает, что в скважине пластовой энергии достаточно для совместного выноса газа и всей пластовой жидкости с забоя на устье скважины и дальнейшей транспортировки до УКПГ. Однако, со временем, пластовая энергия уменьшается (низкий дебит газа 1-5 тыс. м<sup>3</sup>/сут). При дебите газа менее 1 тыс. м<sup>3</sup>/сут скважина выводится из эксплуатации (второй вариант - рисунок 1.4-б) [34, 136, 189].

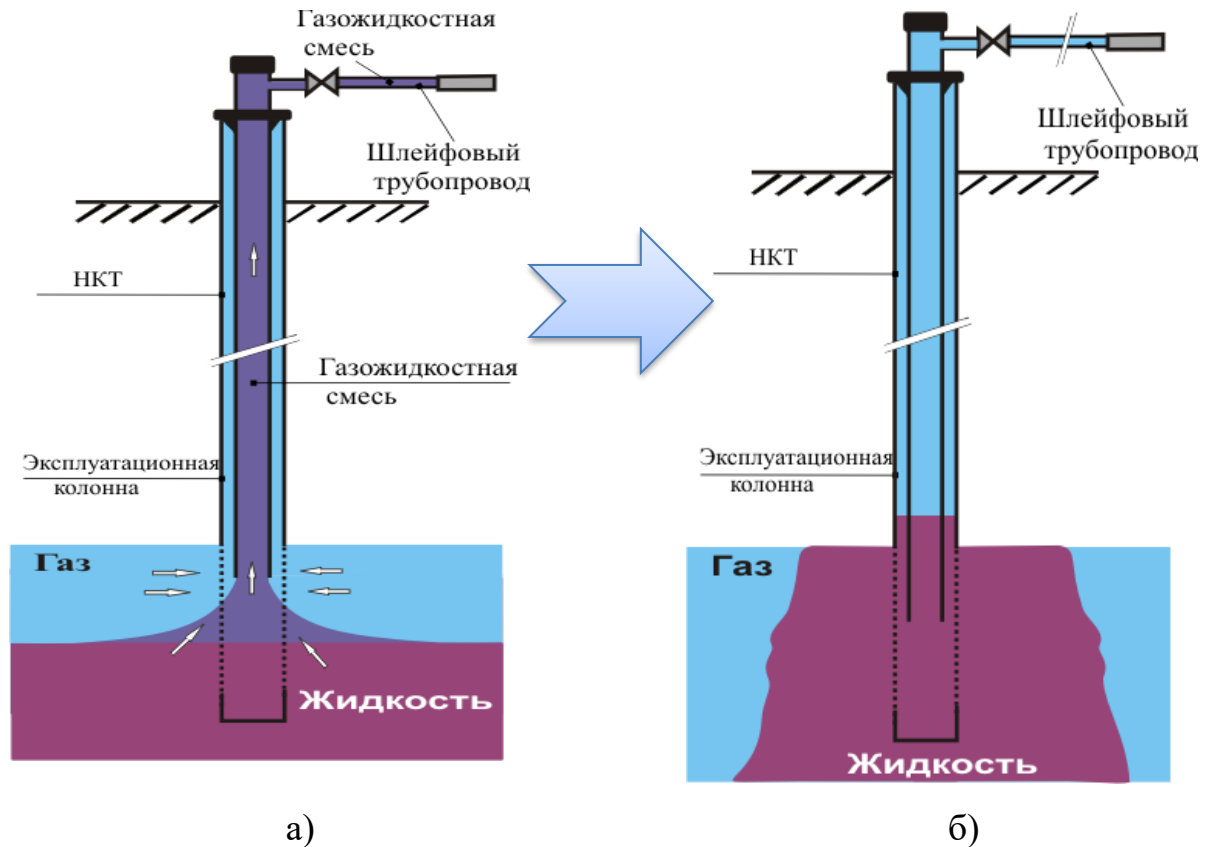


Рисунок 1.4 – Система «пласт-скважина-шлейф» в условиях обводнения

Проблема обводнения характерна для многих месторождений в России: Вынгапуровского, Медвежьего, Уренгойского, Северо-Уренгойского, Ямбургского, Комсомольского и за рубежом.

#### 1.1.2 Живучесть объектов добычи газа

Надежность определяет работу систем в условиях нормальной эксплуатации. В ГОСТ [75] надежность (reliability) – свойство объекта сохранять во времени способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования. Требуемые функции и критерии их выполнения устанавливают в нормативной, конструкторской, проектной, контрактной или иной документации на объект [220].

Для характеристики процесса обводнения объектов добычи газа предлагается использовать свойство живучести. Хотя понятие живучести известно в технике давно и практически используется при создании технических систем различного назначения, до сих пор не создано развитой теории, которая содержала бы, как тео-

рия надежности, общетехнические результаты, позволяющие исследовать это свойство, оценивать его количественно и разрабатывать практические рекомендации проектировщика сложных систем по обеспечению живучести. Существует несколько определений живучести в технических системах [240, 244]. Например, живучесть рассматривается как свойство объекта, заключающееся в его способности выполнять заданное назначение в процессе неблагоприятных воздействий на весь объект или отдельные его элементы, поддерживая в допустимых пределах свои эксплуатационные показатели. Либо, живучесть – свойство системы продолжать нормальное функционирование с допустимыми показателями эффективности при непрогнозируемых или преднамеренных воздействиях (стихийных явлений, активных внешних вмешательств). В [240] автор рассматривает живучесть как свойство системы, характеризующее способность системы эффективно функционировать при получении повреждений (разрушений) или восстанавливать данную способность в течение заданного времени. Так в [244] живучесть геотехнической системы добычи газа определяется как совокупность геомеханической и гидродинамической живучести, при этом влияние обводнения на объект добычи газа не учитывается.

Обобщая известные подходы, если в качестве объекта рассматривать систему «пласт-скважина», то **живучесть объектов добычи газа** (survivability, SURV) – свойство, заключающееся в способности сохранять потенциальные возможности объекта в условиях неблагоприятных воздействий окружающей среды, выходящих за пределы проектных решений.

### 1.1.3 Особенности объектов добычи газа Оренбургского месторождения

Месторождения природного газа на территории Оренбургской области в большинстве своём выработаны на 50-80%. Разработку таких месторождений также осложняют слабоизученные случайные процессы обводнения скважин в условиях снижения запаса пластовой энергии газа [221].

Одним из основных месторождений Оренбургской области является Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), которое открыто в 1966 г., расположено вблизи города Оренбурга, имеет размеры 120 на 22 км (ри-



сунок 1.5). Месторождение является уникальным, запасы газа составляют порядка 2 трлн м<sup>3</sup>, в промышленную разработку введено с 1974 г. За полвека в ООО «Газ-пром добыча Оренбург» добыто и переработано 1,3 трлн м<sup>3</sup> газа, 57 млн т жидких углеводородов. Остаточные запасы газа составляют порядка 600 млрд м<sup>3</sup> газа, из них порядка 400 млрд м<sup>3</sup> – технологически извлекаемые запасы [165].

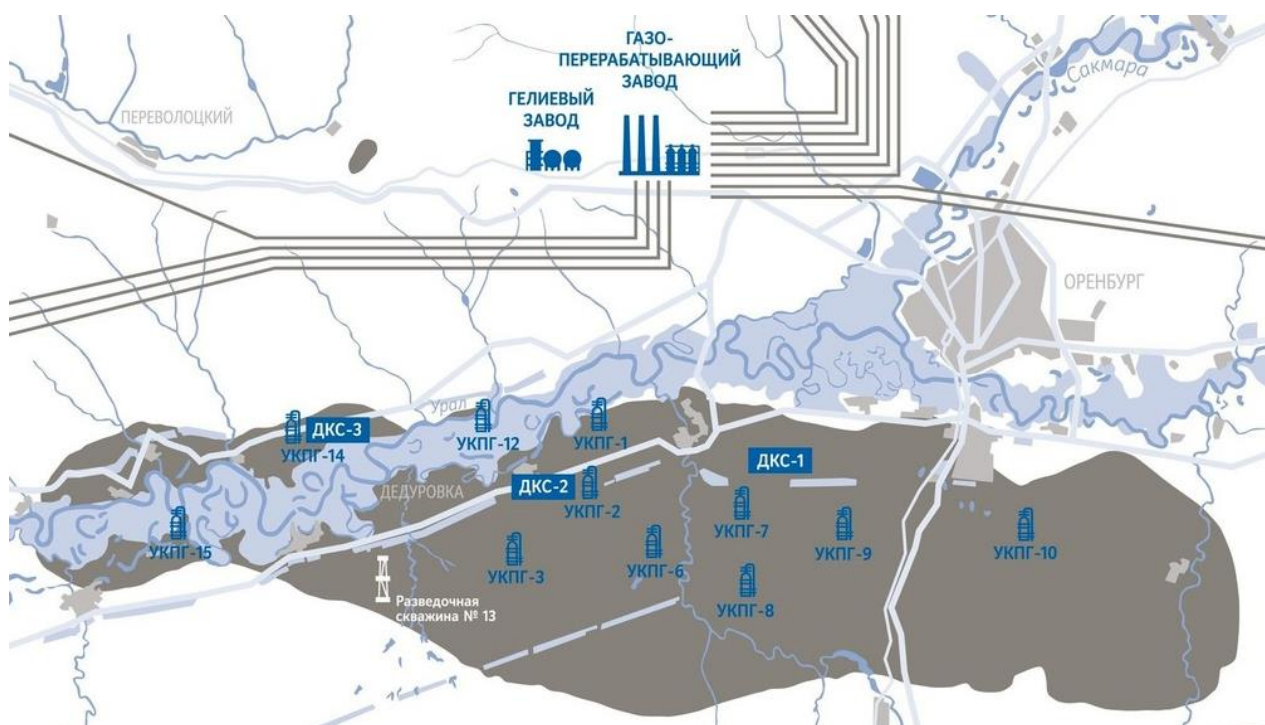


Рисунок 1.5 – Схематическое расположение Оренбургского НГКМ

Оренбургское НГКМ состоит из нескольких нефтегазоконденсатных и нефтяных залежей. Продукция скважин поступает на 11 УКПГ и далее тремя дожимными компрессорными станциями (ДКС) подается на Оренбургский газоперерабатывающий завод и на гелиевый завод [32].

Система добычи и сбора продукции (СДСП) Оренбургского НГКМ является распределенной, имеет сложную, разветвленную структуру, включающую:

- объекты добычи: фонд скважин составляет более 800 ед., в основном газоконденсатные, но есть и нефтяные;
- объекты системы промыслового сбора: шлейфы, СРГ и ингибиторопроводы.

Скважины имеют различную конструкцию: вертикальные, наклонные, горизонтальные, многоствольные. Средняя длина ствола скважины составляет около 1900 м [32].

Основной способ эксплуатации скважин – фонтанный. Однако на нефтяных скважинах также используется газлифт и на единичных скважинах – насосный способ добычи (электроцентробежные насосы).

Система промыслового сбора продукции скважин в основном имеет коллекторно-лучевую конфигурацию. Однако существуют закольцованные участки шлейфов, а также участки с двумя и тремя параллельными шлейфами [32].

Основная газоконденсатная залежь Оренбургского НГКМ находится на поздней стадии разработки. Среднее пластовое давление Основной залежи Оренбургского НГКМ, находящегося на поздней стадии разработки, с каждым годом снижается (рисунок 1.6), в результате чего часть пластовой энергии нерационально расходуется на подъем жидкости, скапливающейся на забое скважины, что приводит к снижению добычи газа и сокращению эксплуатационного периода скважины [34, 91, 136, 194, 228].

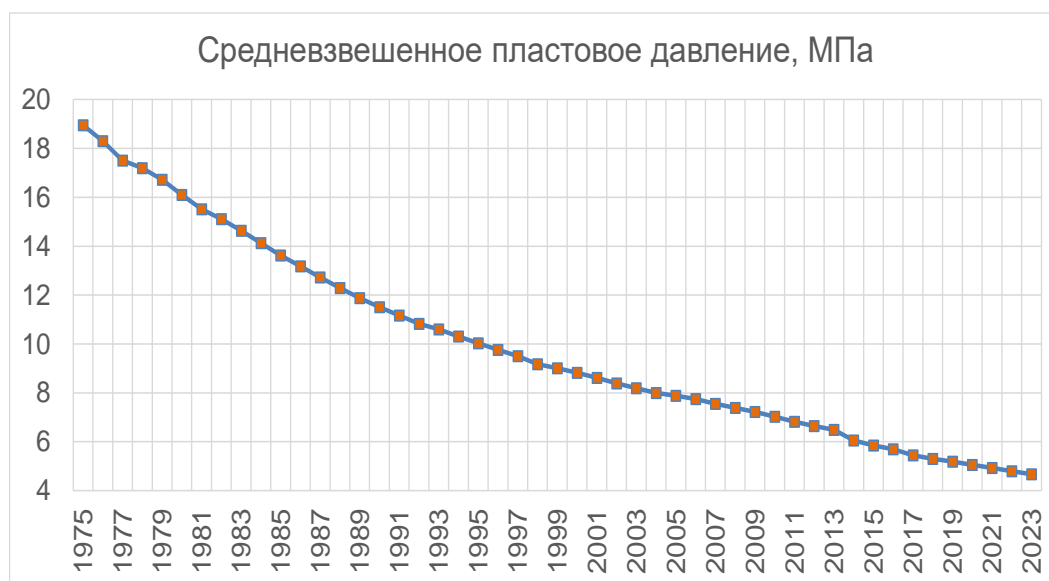


Рисунок 1.6 – Динамика среднего пластового давления Основной залежи Оренбургского НГКМ

Количество обводненных скважин растет. На рисунке 1.7 показана динамика обводнения газовых скважин Основной залежи ОНГКМ.

Динамика эксплуатационных показателей Основной залежи ОНГКМ, представленных на рисунках 1.6 и 1.7, свидетельствует о существенном росте числа

обводненных газовых скважин при сохранении потенциальной возможности их дальнейшей эксплуатации [189, 193].

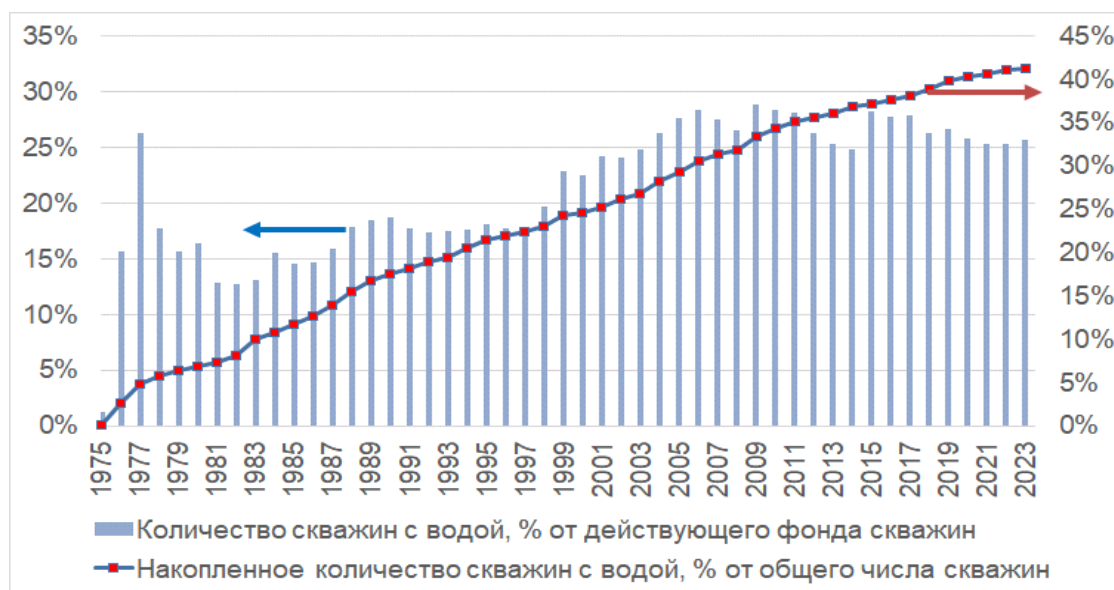


Рисунок 1.7 – Динамика обводнения газовых скважин Основной залежи ОНГКМ

Таким образом, анализ особенностей объектов добычи газа газоконденсатного месторождения, находящегося на завершающем этапе разработки, свидетельствует о существенном росте числа обводненных газовых скважин при сохранении потенциальной возможности их дальнейшей эксплуатации.

## 1.2 Анализ методов эксплуатации обводненных газоконденсатных скважин

Обеспечить живучесть объектов добычи газа газоконденсатных месторождений в условиях обводнения возможно при использовании средств обеспечения живучести (СОЖ) – различных технологий борьбы с обводнением [32, 36, 266, 272], которые обсуждаются на ежегодной международной научно-практической конференции «Gas Well Deliquification Conference» [261, 270] с 2005 года.

Технологии борьбы с обводнением газовых скважин по источнику энергии для извлечения пластовой жидкости подразделяются на две группы [136, 232, 261, 33, 245-247, 252, 262, 265, 271, 281]:

1. Фонтанные, использующие энергию пласта: продувка скважины; периодическое открытие и закрытие скважины; уменьшение диаметра насосно-

компрессорных труб; концентрическая лифтовая колонна с автоматикой на устье скважины; плунжерный лифт; применение поверхностно-активных веществ (в твердом виде - спуск шашки на забой скважины, капиллярная подача в жидком виде на забой скважины) и др.

2. Механизированные, использующие привлеченную внешнюю энергию (электроэнергия, энергия закачиваемого газа и др.) и энергию пласта: компримирование; газлифт [19]; плунжер-лифт с газлифтом; гидроструйный насос; штанговый насос; винтовой насос; электроцентробежный насос (ЭЦН) и др.

На рисунке 1.8 представлена пирамида основных технологий борьбы с обводнением, от основания к вершине которой потенциально возможный объем откачиваемой пластовой жидкости возрастает [136, 261].



Рисунок 1.8 – Пирамида технологий борьбы с обводнением газовых скважин

На рисунке 1.9 представлены схемы компоновки газовых скважин с различными способами эксплуатации «сухой» (а) и «обводненной» (б-ж): а-б) фонтан-

ный, в) концентрическая лифтовая колонна (КЛК) [93], г) плунжер-лифт, д) установка электроцентробежного насоса (УЭЦН), е) установка винтового штангового насоса (УВШН) и ж) газлифт. Способы эксплуатации в-ж рассмотрены в данной работе в качестве основных СОЖ.

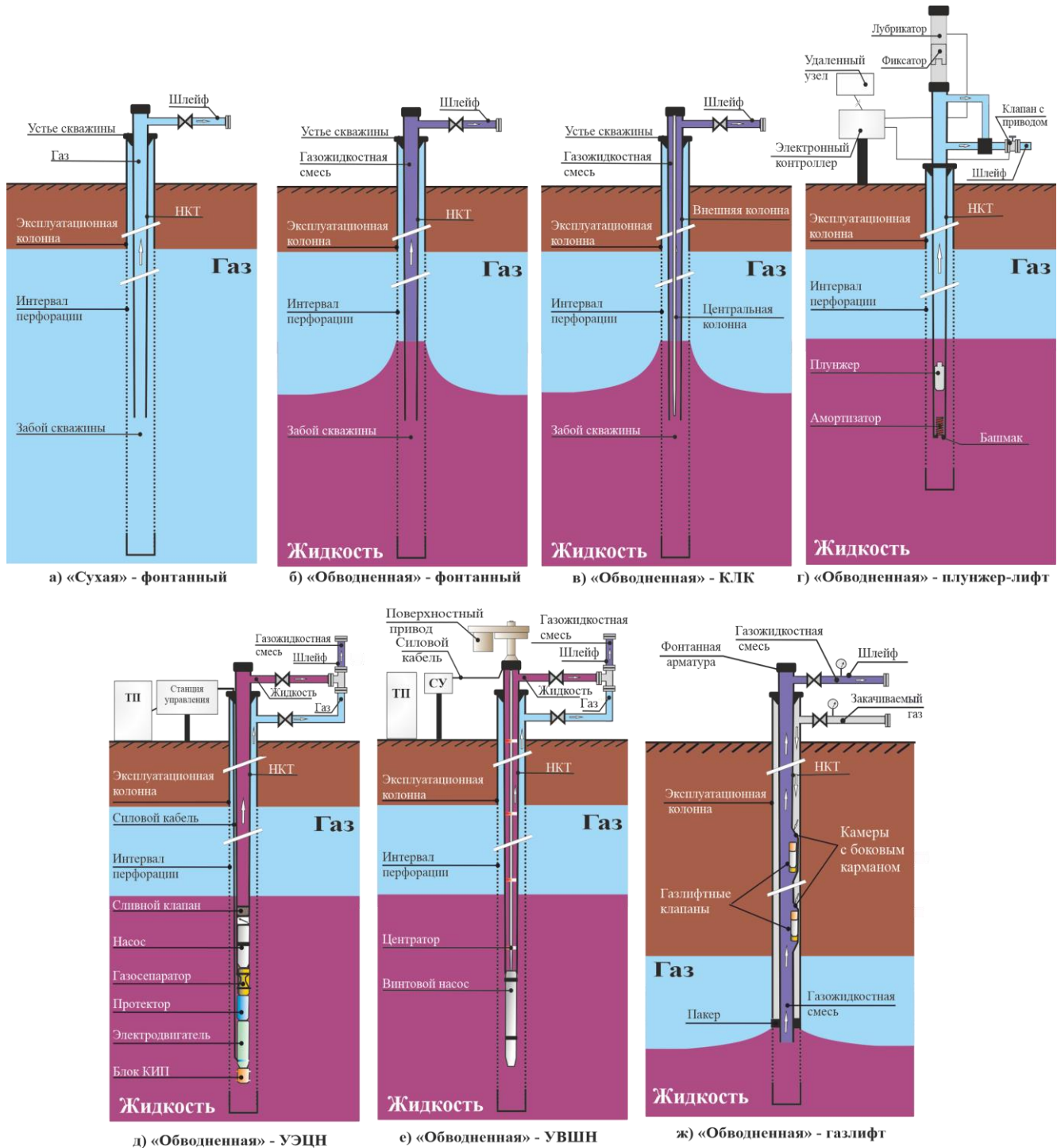


Рисунок 1.9 – Компоновки газовой скважины при различных способах эксплуатации

Каждая технология применяется в определенных условиях, зависящих от конструкции скважины, дебита пластовой жидкости и газа, запаса пластовой

энергии, наличия доступного источника электроэнергии вблизи скважины и др. Наиболее распространенным мероприятием для борьбы с обводнением, применяемой в настоящее время, является проведение ремонтно-изоляционных работ (изоляция обводненных интервалов, перевод скважины на вышележащие эксплуатационные объекты с установкой цементного моста), которые могут применяться в комбинации с другими технологиями борьбы с обводнением.

Отсюда, исследование применения различных технологий извлечения пластовой жидкости и периода их внедрения становится необходимым условием добычи продукции газоконденсатных месторождений на проектном уровне и рациональной разработки залежи.

Эта проблема носит фундаментальный характер в связи с объективным увеличением числа газоконденсатных месторождений с падающей добычей в условиях обводнения скважин.

Объект добычи газа представляет собой сложную геотехническую систему. Процессы живучести объектов добычи газа в условиях обводнения являются малоизученными. Практически каждый объект добычи является уникальным, и для подбора необходимого СОЖ для повышения его живучести требуется проведение масштабных и длительных экспериментальных исследований. Для сокращения ресурсозатрат на экспериментальные исследования предлагается проведение научных исследований с моделью объекта [276].

Таким образом, возникает необходимость проведения научных исследований эффективности методов борьбы с обводнением и периодов их использования для каждой обводненной скважины.

**Научное исследование** (НИ) – процесс выработки новых научных знаний [248].

Основными компонентами научного исследования являются:

- постановка задачи;
- предварительный анализ информации, условий и методов решения задач данного класса;
- формулировка исходных гипотез;
- теоретический анализ гипотез;



- планирование и организация эксперимента;
- анализ и обобщение полученных результатов;
- проверка исходных гипотез на основе полученных фактов;
- окончательная формулировка новых фактов и законов;
- получение объяснений или научных предсказаний;
- внедрение полученных результатов в производство.

Выбор способа удаления жидкости с забоя скважин зависит от геолого-промысловой характеристики газонасыщенного пласта, конструкции скважины, качества цементирования заколонного пространства, периода разработки залежи, а также от количества и причин поступления жидкости в скважину.

Ограничение поступления жидкости в скважину обеспечивается поддержанием условий отбора газа на забое скважины, при которых не происходит накопление воды и жидких углеводородов в призабойной зоне пласта, например, изоляцией посторонних и пластовых вод [193].

Периодическое удаление жидкости возможно осуществить остановкой скважины для поглощения жидкости пластом, продувкой скважины в атмосферу через сифонные или фонтанные трубы без закачки или с закачкой поверхностно-активных веществ (ПАВ) – пенообразователей на забой скважины [100, 136, 181]. Присутствие конденсата в жидкости снижает активность ПАВ на 10 - 30 %, а если конденсата больше, чем воды, пена не образуется. В этих условиях применяют специальные ПАВ [100, 136, 181]. Отсюда, способ носит ограниченный срок действия [136].

Непрерывное удаление жидкости применяется в тех случаях, когда пластовая вода непрерывно поступает на забой скважины. Диаметр колонны НКТ подбирается таким, чтобы получить скорости потока, обеспечивающие вынос жидкости с забоя.

При переходе на меньший диаметр труб увеличиваются гидравлические сопротивления. Поэтому переход на меньший диаметр эффективен в том случае, если потери давления на трение меньше противодействия на пласт столба жидкости, которая не удаляется с забоя.

При низких пластовых давлениях в скважинах глубиной до 2500 м применяют скважинные насосные установки. В этом случае удаление жидкости не зави-

сит от скорости газа и может осуществляться до самого конца разработки залежи при снижении устьевого давления до 0,2 - 0,4 МПа.

Таким образом, скважинные насосные установки применяются в условиях, когда другие способы удаления жидкости нельзя применить, либо их эффективность не долговременна. Поэтому в основу дальнейших исследований принят способ снижения неблагоприятного воздействия обводнения на основе насосной откачки пластовой жидкости.

Для осуществления технологии добычи газа с насосной откачкой пластовой жидкости используются установки электроцентробежного насоса (УЭЦН, рисунок 1.9-д) [21, 116, 136, 153, 156, 162-163, 171, 269] или установки винтового штангового насоса с поверхностным приводом (УВШН, рисунок 1.9-е) [23, 136, 137, 180].

УЭЦН состоит из погружного насосного агрегата (электродвигатель с гидрозащитой, газосепаратор и центробежный насос), кабельной линии, НКТ, оборудования устья скважины и наземного оборудования (трансформатора и станции управления).

Насос работает при погружении в скважинную жидкость и монтируется к нижней части НКТ. Герметично изолированный электродвигатель вращает серию рабочих колес. Каждое колесо (ступень) в серии подает жидкость через отвод во входное отверстие рабочего колеса, расположенного над ним. Чем больше ступеней, тем выше давление нагнетания [156].

При наличии в пластовой жидкости свободного газа, между двигателем и насосом устанавливается сепаратор.

Достоинства УЭЦН:

- высокая производительность (10 - 1000 м<sup>3</sup>/сут и более) [119, 121, 122];
- наличие блока телеметрии - контрольно-измерительных приборов (КИП), позволяющих контролировать работу погружного оборудования и забойные параметры скважины.

Основным недостатком использования УЭЦН для откачки пластовой жидкости из газовых скважин является то, что погружной электродвигатель располагается на 3-5 м ниже уровня приема жидкости насосом. Необходимость поддерж-



вать уровень жидкости в пределах интервала середины перфорации или ниже приводит к перегреву электродвигателя насоса (не омывается добываемой жидкостью) [176].

Этот недостаток отсутствует в приводе УВШН, включающем в себя электродвигатель, ременную передачу, вращатель и превентор, устанавливается на колонной головке скважины. Жидкость из скважины подается по НКТ, штанговая колонна обеспечивает вращение ротора винтового насоса внутри статора [23, 230-231]. Конструкция УВШН позволяет установить прием жидкости на любом уровне, в том числе и ниже интервала вскрытия продуктивного пласта [136]. Однако в отличие от УЭЦН, УВШН не имеет скважинных КИП.

Особенности НИ объектов добычи газа (ОДГ):

- проведение экспериментальных и теоретических исследований, анализ их результатов и принятие решений об эксплуатации ОДГ;
- высокая материальная и социальная степень ответственности за полученные результаты и предлагаемые рекомендации;
- длительность и высокая стоимость проведения НИ;
- необходимость представления результатов НИ в виде, требуемом для подготовки проектно-сметной документации на изменение компоновки оборудования ОДГ;
- системный характер работы групп исследователей, теоретиков и проектных организаций, необходимость сопоставления и объединения в единой информационно-модельной системе различных результатов, относящихся к ОДГ.

Проведение НИ ОДГ является сложной, трудоемкой задачей, связанной с обработкой больших объемов информации, и требует автоматизации информационных процессов.

Для автоматизации процессов НИ используются специализированные автоматизированные системы научных исследований (АСНИ).

Таким образом, *объектом исследования* становится автоматизированная система научных исследований объектов добычи газа газоконденсатных месторождений, который описывается кортежем:

$$OI=\{SR\{IND\{SYS\{Pr\}}\}\}, \quad (1.1)$$

где  $SR$  – научные исследования;

$IND$  – показатели объекта добычи газа (ОДГ);

$SYS$  – структура системы;

$Pr$  – параметры системы.

Основные эксплуатационные параметры ОДГ:

- параметры пласта  $Pr_{res}$  (стратиграфия, состав и свойства флюида, фильтрационно-емкостные свойства, пластовые и забойные давление и температура);
- конструкция и оборудование скважины  $Pr_w$  (эксплуатационные колонны и НКТ, штуцеры, клапаны, пакер, инклинометрия скважины, интервалы перфорации и др.);
- параметры шлейфа  $Pr_{fl}$  (траектория, длина, диаметр).
- параметры флюида (скорость, плотность, вязкость, поверхностное натяжение и т.п.);
- специфические параметры для технологий борьбы с обводнением.
- уровень жидкости в затрубном пространстве скважины  $H_{дин}$ .

Таким образом, основным способом снижения неблагоприятного воздействия обводнения газовых скважин является удаление пластовой жидкости с использованием средств обеспечения живучести, для обоснования которых необходимо проведение НИ ОДГ. При этом НИ ОДГ являются сложной задачей, требуют автоматизации информационных процессов.

### **1.3 Анализ методов автоматизации научных исследований живучести объектов добычи газа в условиях обводнения**

**Автоматизированная система научных исследований (АСНИ)** – это программно-аппаратный комплекс на базе средств вычислительной техники, предназначенный для проведения научных исследований на основе получения и использования моделей исследуемых объектов, явлений и процессов [164].

Целями создания АСНИ могут быть [164]:

- обеспечения высоких темпов научно-технического прогресса;
- повышения эффективности и качества научных исследований на основе получения или уточнения с помощью АСНИ математических моделей исследуемых объектов, явлений или процессов, а также применения этих моделей для проектирования, прогнозирования и управления;
- повышения эффективности разрабатываемых с помощью АСНИ объектов, уменьшения затрат на их создание;
- получения качественно новых научных результатов, достижение которых принципиально невозможно без применения АСНИ;
- сокращения сроков, уменьшения трудоемкости научных исследований.

Для решения задач моделирования системы «пласт-скважины-шлейфы-установка комплексной подготовки газа (УКПГ)» используется интегрированная геолого-технологическая модель (ИГТМ) газоконденсатного месторождения (рисунк 1.10), которую можно рассматривать в качестве прототипа АСНИ. Согласно рекомендациям по разработке математических моделей и комплексных алгоритмов управления технологической системой «пласт - скважины - газосборная сеть - ДКС – УКПГ - межпромысловый коллектор – ЦДКС» ИГТМ НГКМ включает взаимосвязанные геологическую, гидродинамическую модели залежей и гидродинамическую модель системы добычи, сбора и подготовки углеводородов, позволяющие получить комплексное представление о работе скважин и сделать достоверный прогноз разработки месторождения [185].

Модель СДСУ предназначена для решения задачи моделирования технологических процессов и включает:

- средства анализа и визуализации данных (графики, диаграммы);
- оптимизационные алгоритмы (перебор параметров, построение зависимостей, поиск оптимального значения);
- набор термодинамических данных по компонентам, оформленный в виде базы данных;
- набор моделей для расчета отдельных элементов технологических схем, процессов.

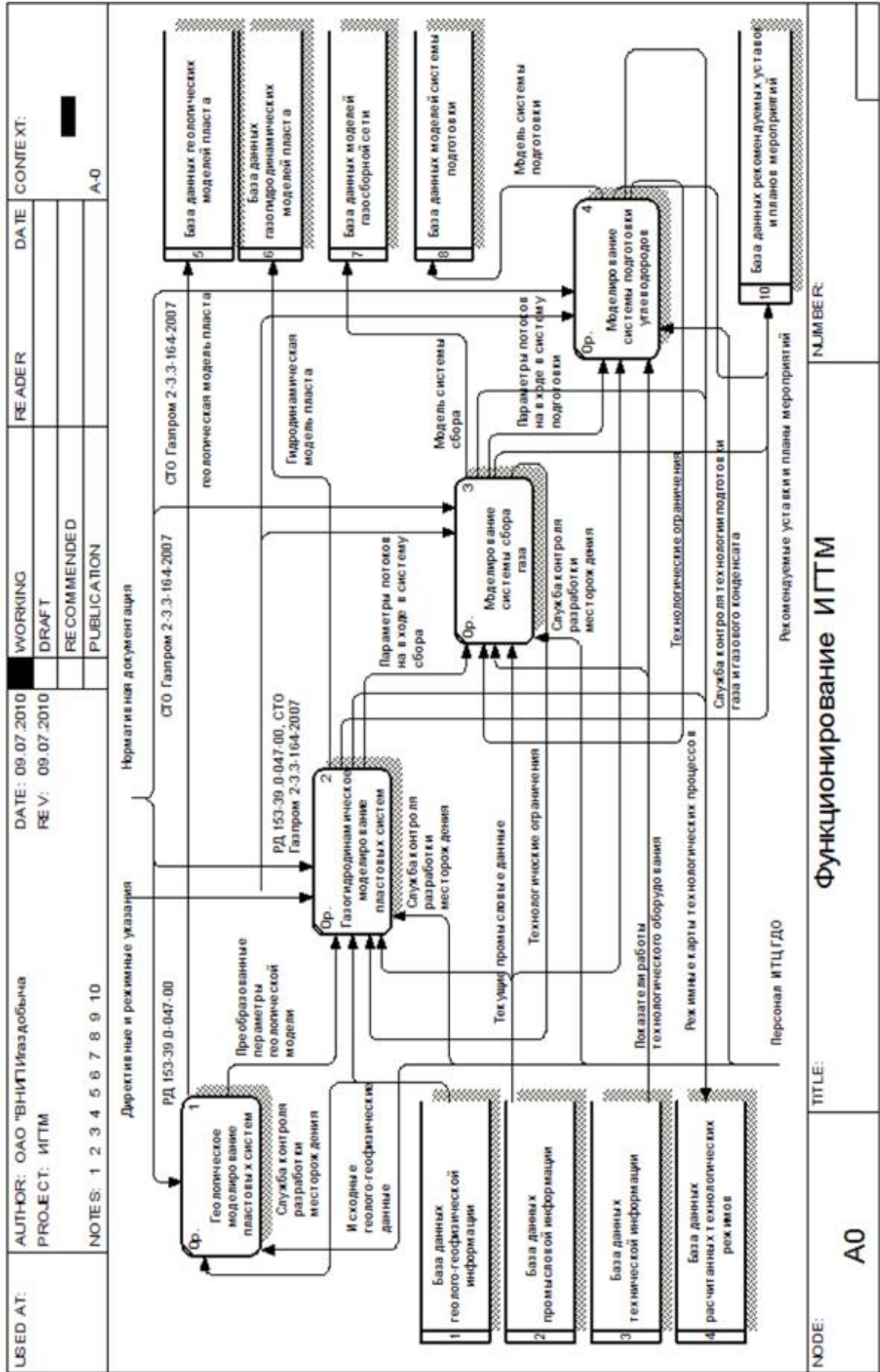


Рисунок 1.10 – Функциональная модель ИГТМ газоконденсатного месторождения [185]

ИГТМ Оренбургского НГКМ разработана в ООО «ВолгоУралНИПИгаз» [17, 48]. Модель постоянно совершенствуется с учетом изменений представления о геологическом строении залежей, результатов исследований скважин и анализа процессов разработки, развития вычислительной техники и функционала специализированного программного обеспечения для моделирования.

ИГТМ Оренбургского НГКМ состоит из геологических, гидродинамических моделей залежей и гидродинамической модели системы добычи и сбора углеводородов.

ИГТМ связана с единой базой геолого-промысловой информации (ГПИ). Исходными данными для ее формирования являются результаты работ и исследований на скважинах:

- геолого-технические отчеты, состояние фонда скважин, технологический режим работы скважин;
- акты капитальных и подземных ремонтов скважин, заключения геофизических (ГИС), гидродинамических (ГДИ), промысловых и лабораторных исследований (ПЛИ) скважин;
- результаты химического анализа проб, паспорта на качество углеводородов.

В единой базе ГПИ содержится исходная информация для моделирования:

- положение геофизических и геологических профилей; результаты обработки данных ГИС, ГДИ, ПЛИ;
- траектории, паспортные данные о конструкции скважин и шлейфов, интервалы вскрытия продуктивного пласта;
- объемы добычи скважинной продукции, состав и свойства пластового флюида.

ИГТМ Оренбургского НГКМ [128] создается в программном комплексе тНавигатор (ИРМ, Россия) [92] и используется для решения задач:

- подсчета запасов углеводородов и сопутствующих компонентов;
- анализа процессов разработки месторождений, в том числе анализа пути продвижения пластовой воды;
- прогноза технологических показателей разработки месторождений;

- оценки эффективности геолого-технических мероприятий на скважинах (обработок призабойной зоны для интенсификации притока, капитального ремонта скважин, проектирования зарезок боковых горизонтальных стволов и боковых отводов в горизонтальном стволе);

- проведения узлового и системного анализа; определения потерь давления и получения характеристик работы скважин, шлейфов; подбора оптимального диаметра труб; моделирования СОЖ на скважинах; проверки и прогноза параметров технологических режимов работы скважин; расчета специальных таблиц VFP, применяемых в ИГТМ для задания системы сбора и представляющих собой зависимость устьевого давления скважины от забойного или зависимость входного давления в шлейфе от выходного давления для различных параметров работы скважины/шлейфа с учетом актуальной компоновки, хранимых в базе ГПИ.

В процессе расчета интегрированной модели месторождения выполняется большой объем вычислительных работ, поэтому для увеличения скорости вычисления используется высокопроизводительный сервер с общим доступом отдела моделирования к единому банку геолого-технологических данных. Обеспечено периодическое архивирование созданных моделей и результатов расчетов на них [32].

Для создания и сопровождения модели системы добычи и сбора продукции скважин Оренбургского НГКМ используется симулятор однофазного и многофазного потока в скважинах и поверхностных сетях Pipesim (Schlumberger, США) [283]. Ведутся работы по созданию модели системы добычи и сбора в ТНавигатор [92] для решения задач интегрированного моделирования [32, 185].

Модель СДСУ Оренбургского НГКМ построена специалистами отдела разработки ООО «ВолгоУралНИПИгаз» в Pipesim и METTE, включает более 800 эксплуатационных газовых и нефтяных скважин, более 2500 участков шлейфов, расположенных от скважин до установок комплексной подготовки газа (УКПГ).

Ввиду сложности системы сбора углеводородов модель СДСУ Оренбургского НГКМ разделена на 16 схем, каждая из которых включает скважины и шлейфы, подключенные к определенному блоку входных ниток (БВН) УКПГ / ЦДНГиК. При построении модели СДСУ Оренбургского НГКМ допущено упрощение описа-

ния отдельных узлов, вследствие отсутствия данных об альтитудах точек соединения шлейфов. В соответствии с регламентным сроком проводятся работы по актуализации и адаптации существующей модели СДСУ на основе новых геолого-промысловых данных [32].

Потери давления в стволе скважины гидродинамический симулятор пласта определяет из специальных таблиц VFP, представляющих собой зависимость устьевого давления скважины от забойного или зависимость входного давления в шлейфе от выходного давления для различных параметров работы скважины/шлейфа, таких как расход газа/нефти, конденсатогазовый / газонефтяной фактор, водогазовый фактор / обводненность. Расчет таблиц VFP в скважинах и шлейфах проведен на актуальной модели СДСУ Оренбургского НГКМ с помощью модуля «Reservoir tables», позволяющего создавать таблицы VFP в формате гидродинамического симулятора резервуара «Eclipse» [283]. Полученные таблицы VFP используются для построения ИГТМ в гидродинамическом симуляторе ТНавигатор [32].

Основными параметрами, учитываемыми при построении модели СДСУ, являются [32, 49, 185, 195]:

- свойства флюида: состав (соотношение углеводородных компонентов, концентрации солей, сероводорода, углекислого газа и др.), давление насыщения, температура, плотность, вязкость;
- природно-климатические условия в районе месторождения;
- данные технологического режима работы скважины: способ эксплуатации, время работы, расход газа / нефти, конденсатогазовый / газонефтяной фактор, водогазовый фактор / обводненность [32];
- конструкция и оборудование скважины: диаметр, длина, толщина стенки, шероховатость насосно-компрессорных труб (НКТ) – используется измеренное значение или выбирается на основании рекомендации руководства [195], внутренний диаметр эксплуатационной колонны, инклинометрия ствола скважины, интервалы вскрытия продуктивного пласта;
- конструкция шлейфа: диаметр, длина, толщина стенки, шероховатость, траектория;

- параметры дополнительного оборудования: дросселя, установки электроцентробежного насоса (УЭЦН), газлифтных клапанов, компрессоров, эжекторов, сепараторов;
- параметры ингибиторов: расход, концентрация, температура, давление;
- ограничение по давлению на блоке входных ниток (БВН);
- используемые корреляции расчета потерь давления однофазного, многофазного потока в вертикальной и горизонтальной трубе.

При построении модели СДСУ Оренбургского НГКМ допущена определенная схематизация и упрощение описания отдельных узлов, вследствие отсутствия данных об альтитудах точек соединения шлейфов.

Так как в продукции обводненных скважин Оренбургское НГКМ присутствует жидкость, при расчетах на модели СДСУ необходимо использовать различные корреляции для однофазного (газ, нефть) и многофазного (газ-конденсат, газ-конденсат-вода, нефть-газ, нефть-газ-вода) потока. В качестве зависимости для определения потерь давления в скважине при стационарном режиме работы многофазного потока принята корреляция Hagedorn & Brown, Duns & Ros map, для расчета шлейфов от газовых скважин – корреляция Baker Jardine Revised, используемые в Pipesim.

Модель СДСУ Оренбургского НГКМ применяется для [32]:

- определения потерь давления и получения характеристик работы скважины, шлейфа;
- расчета пропускной способности шлейфа;
- подбора оптимального диаметра НКТ, шлейфа;
- проведения узлового и системного анализа при различных комбинациях исходных данных, учитывающих текущее состояние или проектные значения параметров технологических объектов [32].

Примеры использования модели объектов добычи Оренбургского НГКМ [32]:

1) Создана модель шлейфа длиной 18190 м от СРГ-8 до БВН-2 УКПГ-12. По данным расчета на модели построены характеристики шлейфа (рисунок 1.11) – зависимости давления на выходе из шлейфа ( $P_{вых}$ ) от расхода газа для внутренних



диаметров ( $D_{внут}$ ) 140 и 187 мм, водогазового фактора 0,018 м<sup>3</sup>/тыс. м<sup>3</sup>, давлениях на входе ( $P_{вх}$ ) 2,94; 3,14; 3,33; 3,53; 3,72 МПа. По характеристикам определяют пропускную способность шлейфа при заданных давлениях  $P_{вх}$  и  $P_{вых}$ . Так, например, при  $P_{вх} = 3,72$  МПа и  $P_{вых} = 2,74$  МПа пропускная способность по газу для  $D_{внут} = 140$  мм составляет 240 м<sup>3</sup>/сут, а для  $D_{внут} = 187$  мм – 500 м<sup>3</sup>/сут. Таким образом, пропускная способность шлейфа с  $D_{внут} = 187$  мм при заданных условиях моделирования оказалась более чем в 2 раза выше пропускной способности шлейфа с  $D_{внут} = 140$  мм [32].

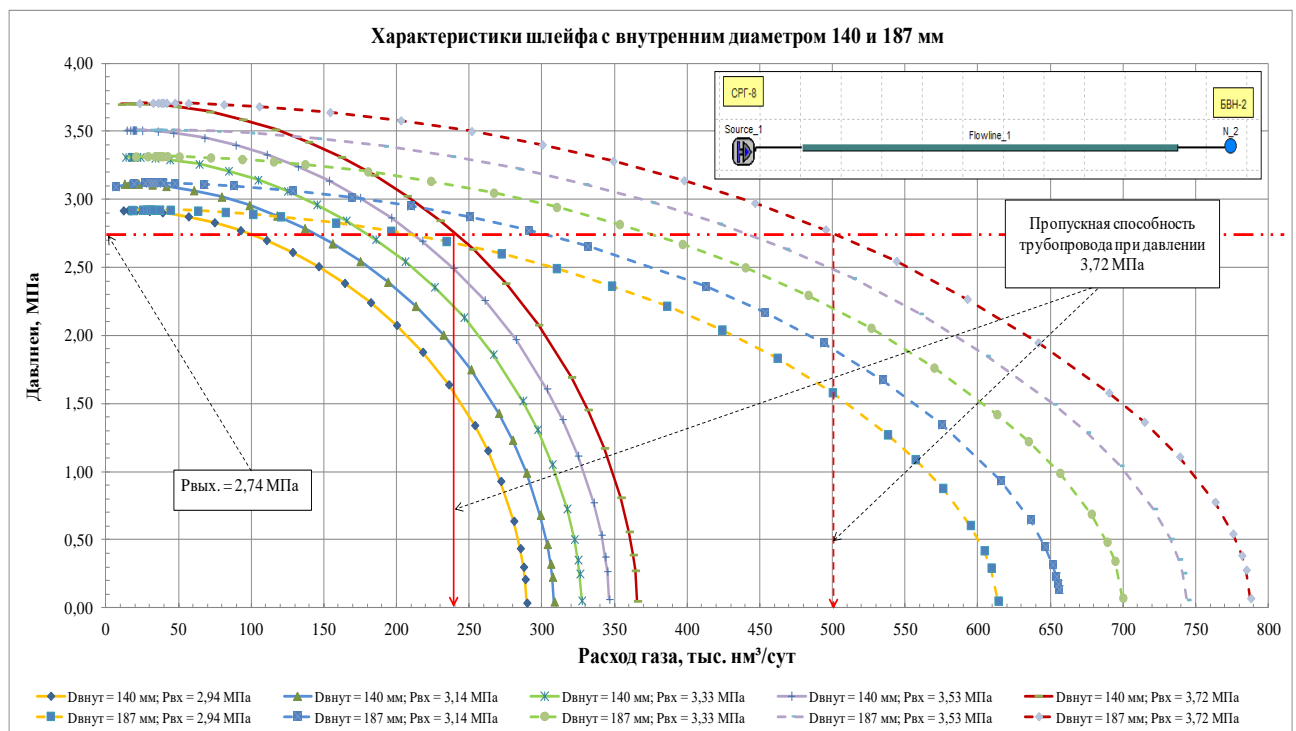


Рисунок 1.11 – Характеристики шлейфов с внутренним диаметром 140 и 187 мм

2) В рамках работы по «Исследованию влияния гидродинамического сопротивления одного из шлейфов газоконденсатных скважин Оренбургского НГКМ на дебит» построена модель системы сбора продукции шлейфа скважин №№ 12016, 12017, 12018, 12022 на УКПГ-12. Проведена оценка изменения параметров работы низкодебитных обводненных скважин 12016 и 12022 при снижении отборов на «сухих» высокодебитных скважинах 12017 и 12018. На рисунке 1.12 представлены графики распределения давления по длине шлейфа для одного из стационарных временных участков исследования, скважина 12022 по расчетам на модели не работает, поэтому на рисунке данные по ней отсутствуют [32].

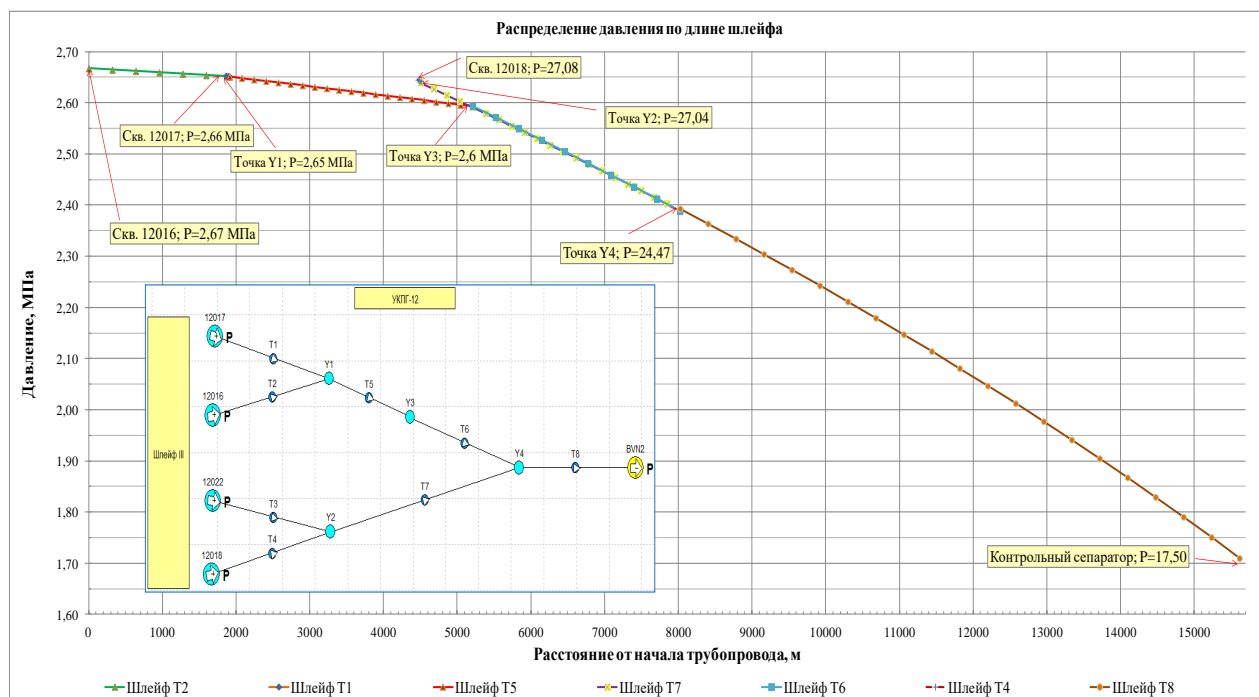


Рисунок 1.12 – Графики распределения давления в системе сбора продукции шлейфа скважин №№ 12016, 12017, 12018, 12022 [32]

3) Разработана методика и проведена оценка возможности применения технологии эксплуатации по концентрической лифтовой колонне на скважине № 239 Оренбургского НГКМ. В результате расчета на гидродинамической модели определены условия (давления пластовое, забойное, устьевое, дебит газа, скорость потока, критические дебит газа и скорость потока по стволу скважины [287]) стационарного режима работы скважины № 239 Оренбургского НГКМ с технологией эксплуатации по КЛК. На рисунке 1.13 представлены характеристики скважины: дебиты газа ( $Q_g$ ) и критические дебиты газа ( $Q_{g\text{кр.}}$ ) при изменении пластового давления  $P_{\text{пл}}$  от 2,6 до 3,7 МПа и  $P_{\text{уст}} = 1,75$  МПа для НКТ с внутренним диаметром 25, 40, 50, 60 мм [32].

4) Проведена оценка возможности использования механизированного способа добычи (ЭЦН) продукции скважины № 10092. Характеристики насоса ВНН 5 – 15 – 1830 (328), найденные в калькуляторе ЭЦН Новомет версии 3.6.6094.28142 DB 23.08.2016 (Novomet ESP Calculator, Россия [275]). Для компоновки скважины с внутренним диаметром НКТ 50,67 мм выполнен узловой анализ на забой скважины и построены характеристика притока жидкости из пласта, ха-

рактеристики скважины (зависимость забойного давления от дебита жидкости) при заданном буферном давлении 3 МПа для двух вариантов расчета: 1 вариант – фонтанный способ добычи, 2 – способ добычи с ВНН 5 – 15 (рисунок 1.14-а). Пересечение характеристики пласта и характеристики скважины определяет единственно возможный режим работы системы «пласт-скважина». Анализ рисунка 1.14-а позволяет сделать вывод, что при заданном буферном давлении 3 МПа скважина работает только для варианта компоновки с ЭЦН [32].

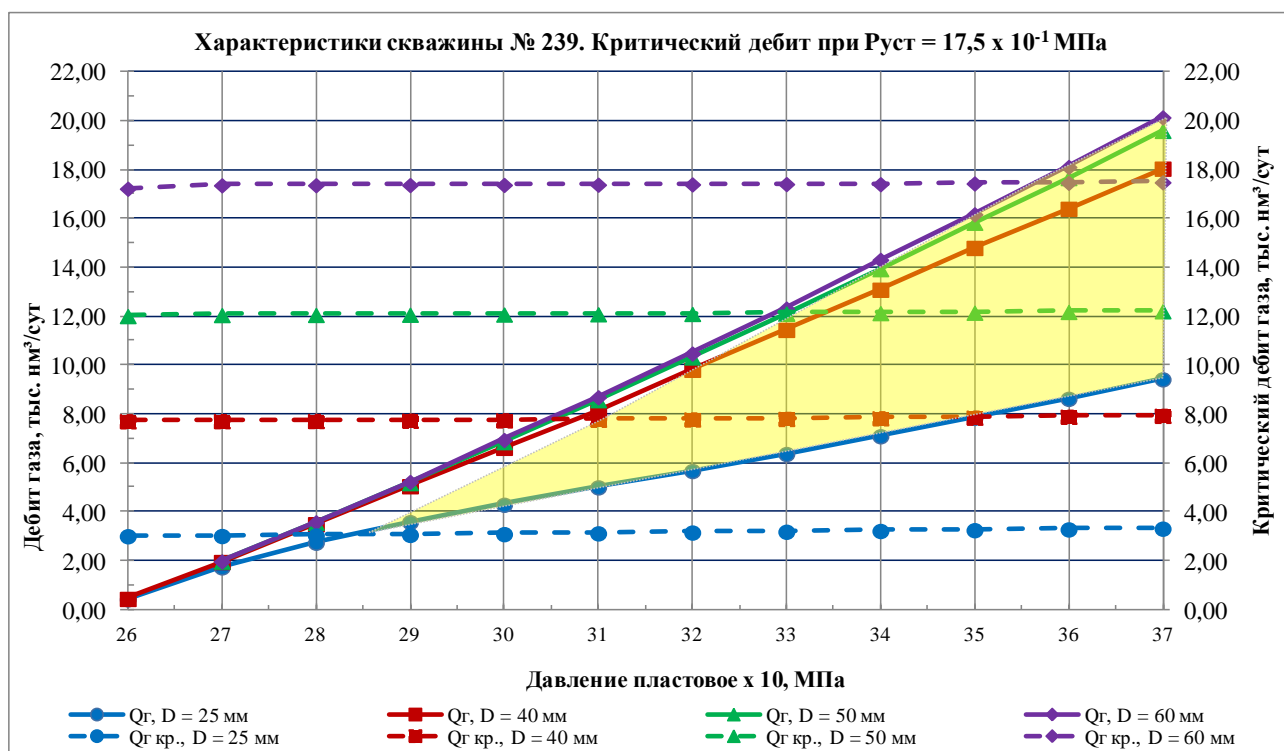


Рисунок 1.13 – Характеристики скважины. Критические дебиты при  $P_{уст} = 1,75$  МПа,  $КГФ = 0,0054$  м³/тыс. м³ для НКТ с внутренним диаметром 25, 40, 50, 60 мм [32]

Для компоновки скважины с внутренним диаметром НКТ 50,67 мм выполнен системный анализ и построены графики зависимости дебита жидкости от буферного давления 2 – 5 МПа для двух вариантов расчета: 1 вариант – фонтанный способ добычи, 2 – способ добычи с ВНН 5 – 15 (рисунок 1.14-б). Анализ рисунка 5-б позволяет сделать вывод, что скважина при фонтанном способе добычи работает, только при значении буферного давления - 2 МПа. [32]

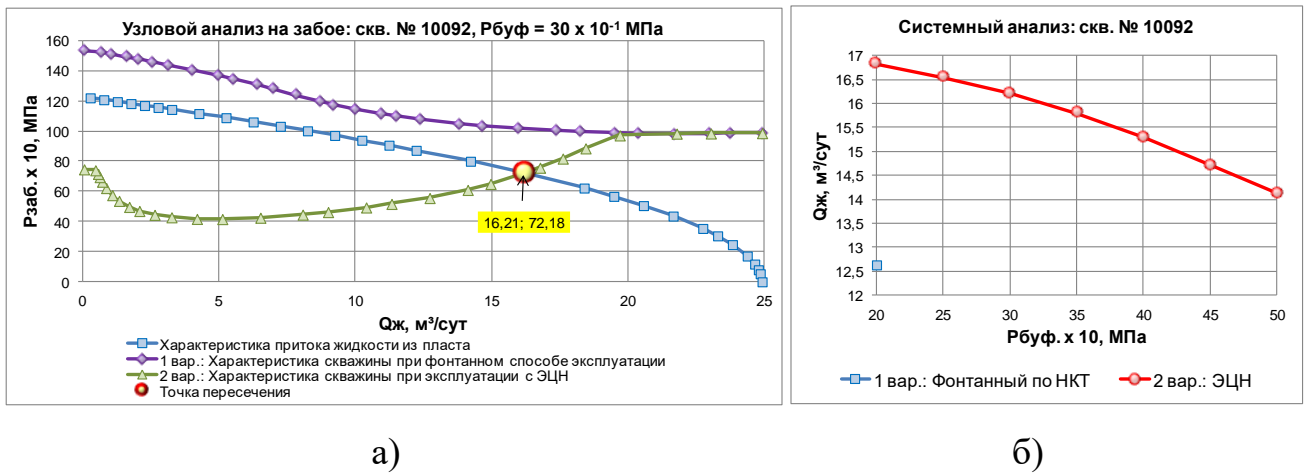


Рисунок 1.14 – Графики для двух вариантов эксплуатации скважины: фонтанный и с ЭЦН: а) - результаты узлового анализа – характеристики системы «пласт-скважина»; б) – результаты системного анализа – характеристики скважины [32]

Таким образом, проведена оценка возможности использования механизированного способа добычи (ЭЦН) продукции скважины № 10092. Для текущих условий эксплуатации скважин подобран насос Новомет ВНН 5–15 [32].

Однако существующая система моделирования не позволяет рассчитывать параллельное движение пластовой продукции по НКТ (жидкость) и затрубному пространству (газожидкостная смесь) и определять изменение динамического уровня жидкости в скважине, необходимого для управления работой ЭЦН [32].

На рисунке 1.15 предложена дополненная схема информационной системы управления процессами разработки газоконденсатного месторождения (рисунок 1.2), где показано место АСНИ живучести объектов добычи газа с учетом применения различных технологий извлечения пластовой жидкости [32].

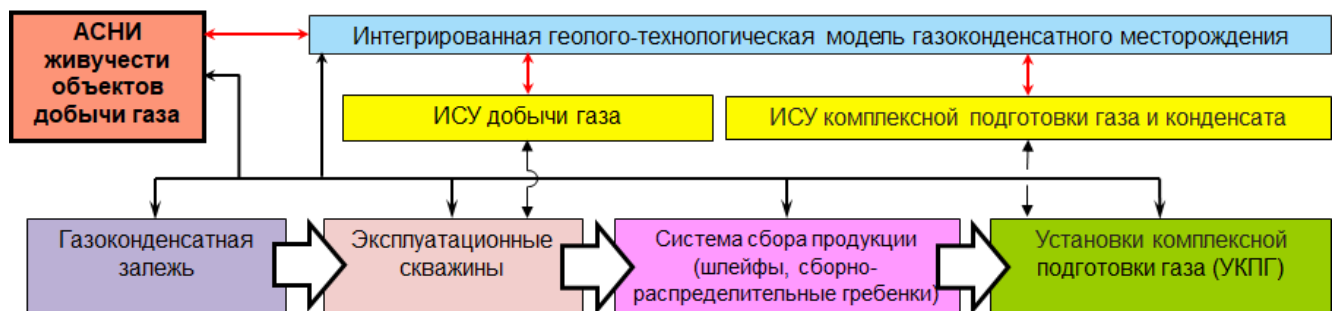


Рисунок 1.15 – Автоматизированная система научных исследований живучести объектов добычи газа

В процессе исследований обводненных газовых скважин замеры давления, температуры продукции по стволу скважины осуществляются с помощью автономных КИП (АМТ-08.02 от группы компаний «Грант» [117], манометры-термометры типа «Сова» от «НИИД-50» [126]), опускаемых к забою скважины.

Расходы газа, воды и конденсата определяют расходомерами типа «Супер-Флоу», производимых в ООО «СОВТИГАЗ» [120] и «ИЗМЕРКОН СМ 470», выпускаемых в ООО «Измерение и Контроль» [124] на УКПГ, давление и температуру в конце шлейфа измеряют автономным манометром-термометром (МТУ-04 от группы компаний «Грант» [117]).

Управляющее устройство станции управления (СУ) отключает электродвигатель насоса при перегрузке в результате нарушения теплового равновесия (тепловое реле по току обмотки возбуждения электродвигателя) [156].

Результаты опытных испытаний насосной откачки жидкости из обводненных скважин ОНГКМ с использованием УЭЦН показали, что рост дебита газа сопровождается нарушением теплового равновесия электродвигателя УЭЦН, что ведёт к снижению ресурса работы последнего. Перегрев электродвигателя обусловлен расположением – на 3-5 м ниже уровня приема жидкости насосом, приток которой осуществляется сверху, что ухудшает условия охлаждения двигателя. Отсюда, критичным параметром технологического процесса насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин становится уровень жидкости в затрубном пространстве.

Для устранения этого недостатка можно применить технологию кратковременной эксплуатации скважин (КЭС), предлагаемую Кузьмичевым Н.П. [132, 133, 176]. Эта технология основана на периодической откачке насосом накопленной в скважине пластовой жидкости. Причем время работы двигателя рассчитывается таким образом, чтобы при работе он не успевал перегреться, а при простое успевал остыть до требуемой температуры. Данная технология используется для откачки жидкости из нефтяных скважин, а для обводненных газовых скважин требует дополнительных исследований.

Для обеспечения теплового равновесия электродвигателя погружного насо-

са предложено реализовать технологию управляемой работы УЭЦН при контролируемом уровне жидкости в затрубном пространстве скважины.

Для измерения динамического уровня жидкости в нефтяных скважинах применяется эхолот (например, Автон-103 от АО «Автограф» [118]), который устанавливается на устье скважины. Принцип действия эхолота основан на эффекте Доплера отраженного акустического импульса в затрубном пространстве, позволяющем определить расстояние до поверхности жидкости [173].

Однако технология раздельной добычи продукции из газовых скважин предполагает движение газа по затрубному пространству с давлением 2-10 МПа, что приводит к образованию пены на поверхности жидкости, которая приводит нарушению корректной работы эхолота (пенообразование достигает 50-200 м. и носит случайный характер). Отсюда, оценку динамического уровня жидкости  $H_{дин}$  в затрубном пространстве газовых скважин с управляемой насосной откачкой пластовой жидкости необходимо осуществлять на основе косвенных измерений: по модели технологических процессов системы ПСШ, устанавливающей связь  $H_{дин}$  с измеряемыми параметрами: давление ( $P_{заб}$ ), температуру ( $T_{заб}$ ) на забое скважины, температуру электродвигателя ( $T_{эл}$ ); давление ( $P_y$ ,  $P_{зат}$ ) и температуру ( $T_y$ ,  $T_{зат}$ ) на устье и в затрубном пространстве скважины, расход ( $Q_{жс}$ ) и плотность ( $\rho_{жс}$ ) жидкости, плотность газа ( $\rho_g$ ); давление ( $P_{ки}$ ), температуру ( $T_{ки}$ ) в конце шлейфа, расход газа ( $Q_g$ ).

Таким образом, добыча газа с насосной откачкой пластовой жидкости из обводненных газовых скважин сопровождается нарушением теплового равновесия электродвигателя насоса, что требует использования ИИС, которая обеспечит косвенную оценку дополнительного, критичного для эксплуатации, метрологического параметра – динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины.

#### **1.4 Анализ существующего математического, информационного и программного обеспечения научных исследований объектов добычи газа**

Средства обеспечения АСНИ состоят из компонентов [164]:

- математического (методического) обеспечения;
- программного обеспечения;
- технического обеспечения;
- информационного обеспечения;
- организационно-правового обеспечения [164].

В качестве технического обеспечения АСНИ предлагается использовать существующее в газодобывающем предприятии аппаратное обеспечение – средства вычислительной техники (серверы, рабочие станции и другое оборудование, используемое распределенной системы передачи данных); в качестве организационно-правового обеспечения АСНИ – использовать организационную структуру предприятия, сопровождающую ИГТМ месторождений.

Далее представлены результаты анализа существующего математического, информационного и программного обеспечения научных исследований объектов добычи газа.

Проблемам извлечения пластовой жидкости нефтегазоконденсатных месторождений и математическим обеспечением автоматизированных систем моделирования процессов добычи продукции в условиях обводнения скважин, посвящены работы таких известных российских ученых как Абрамов Г.С. [1, 152], Андреев Е.Б [2], Блюменцев А.М. [142], Богданов А.А. [21], Габдуллин Т.Г. [68-69], Дроздов А.Н. [94-95, 253], Ивановский В.Н. [109, 162, 163, 182], Ильясов Б.Г. [110-112, 114, 174-175, 203], Кричке В.О. [170, 172], Кузьмичев Н.П. [132, 133, 176], Ляпков П.Д. [138], Молчанов А.А. [151-152], Тагирова К.Ф. [110-112, 174-175, 179, 203], Тер-Хачатуров А.А. [7], Уразаков К.Р. [180], Широков В.Н. [205] и зарубежных исследователей Й. Айтлер [4], М. Зейвальд [4], Дж. Ли [136], Г. Никенс [136], М. Уэллс [136] и других. Однако до настоящего времени остаются актуальными проблемы моделирования технологических процессов добычи газа в условиях обводнения скважин, основными из которых являются [2, 86]:

- для описания процессов обводнения прямые измерения не возможны, или затруднены, что требует использования систем обработки косвенной информации;
- известны только отдельные закономерности (уравнения материального

баланса, уравнение фильтрации и т.д.), связывающие между собой измеряемые и косвенные параметры технологических процессов добычи газа;

- данные, накопленные при наблюдениях, неоднородны, характеризуют процесс обводнения с позиций разных моделей, являются противоречивыми (существенные отклонения фактических показателей добычи от расчетных вызваны неполными и неточными исходными данными о геологическом строении и свойствах залежи);

- для измерения параметров технологических процессов добычи газа требуется проведение комплексных исследований с остановкой добычи продукции;

- часть получаемых зависимостей (индикаторные кривые, кривые восстановления давления и т.д.) несут в себе суммарный эффект действия в ОДГ нескольких процессов;

- промысловые данные малопредставительны (сравнительно короткая исходная выборка опытной эксплуатации технологий борьбы с обводнением), а процесс добычи газа каждой скважины является уникальным.

Эти проблемы носят объективный характер и являются следствием недостатка информации об ОДГ, т.к. последняя относится к классу распределенных в пространстве и времени. Известно [8], что фактическое состояние реальной распределенной системы можно полностью описать бесконечным числом параметров. На практике всегда имеется конечное число измерений, искаженных флуктуациями [2, 129].

Современное информационно-программное обеспечение в области гидродинамического моделирования системы добычи и сбора продукции скважин и технологий извлечения жидкости развивается в составе ИГТМ или представляет собой отдельные симуляторы (рисунок 1.16):

- ИРМ (тНавигатор – позволяет разрабатывать ИГТМ, включающую геологическую, гидродинамическую модель пласта, систему добычи и сбора). Модуль «Дизайнер скважин» является частью интегрированного геолого-технологического симулятора, предназначен для моделирования скважин с учетом конструкции и траектории, свойств флюида и характеристик притока углево-



дородов из продуктивного пласта [92].

- Schlumberger (моделирование стационарных (Pipesim) и динамических (OLGA) многофазных потоков в скважинах и шлейфах) [283]. Pipesim представляет собой симулятор многофазного установившегося потока от пласта до устья скважины, позволяет выполнять оптимизацию механизированной добычи (УЭЦН, УЭВН, штанговый насос и газлифт) [283].

- Weatherford (WellFlow – моделирование скважины, DynaLift – моделирование газлифта) [289].

- SIMSCI (PipePhase – моделирование стационарных многофазных потоков в скважинах и шлейфах) [285].

- Halliburton (Nexus – ИГТМ, включающая геологическую, гидродинамическую модель пласта, систему добычи и сбора) [274].

- Pipe Flow Software (PipeFlow – моделирование стационарных многофазных потоков в скважинах и шлейфах) [278].

- Engineered Software (PipeFlo – моделирование стационарных многофазных потоков в НКТ) [279].

- ROXAR (Mette – интегрированный симулятор для расчета скважин и шлейфов с привязкой к гидродинамическим моделям пласта, моделям материального баланса) [282].

- Petroleum Experts (PROSPER) – это инструмент для моделирования скважин и трубопроводов, позволяет подбирать оборудование для механизированной добычи: газлифт, УЭЦН, струйные насосы, штанговые насосы с учетом конструкции скважины, характеристики притока к забою. Доступна база данных оборудования (насосов, клапанов, электродвигателей и т.д.) [280].

- ООО «ЦОНИК им. И.М. Губкина» (Программный комплекс Автотехнолог) предназначен для подбора и оптимизации оборудования нефтяной скважины, оснащенной УЭЦН, УВШН, штанговой насосной установкой. Позволяет рассчитывать показатели системы «нефтяной пласт – скважина – насосная установка» на основе авторских методик [3].

- Новомет (NovometSel-Pro – каталог характеристик УЭЦН и подбор

установки ЭЦН к скважине) [275] и др.

Рассмотренное выше информационно-программное обеспечение (с закрытым программным кодом) предназначено для подбора оборудования механизированной добычи из нефтяных скважин по однорядному лифту (по насосно-компрессорным трубам или межтрубному пространству) и не позволяет моделировать технологии борьбы с обводнением и исследовать живучесть объектов добычи газа газоконденсатного месторождения. Также отсутствует возможность интеграции данных продуктов в существующую на предприятии информационно-программную инфраструктуру, их модификации и самостоятельной разработки дополнительного функционала.

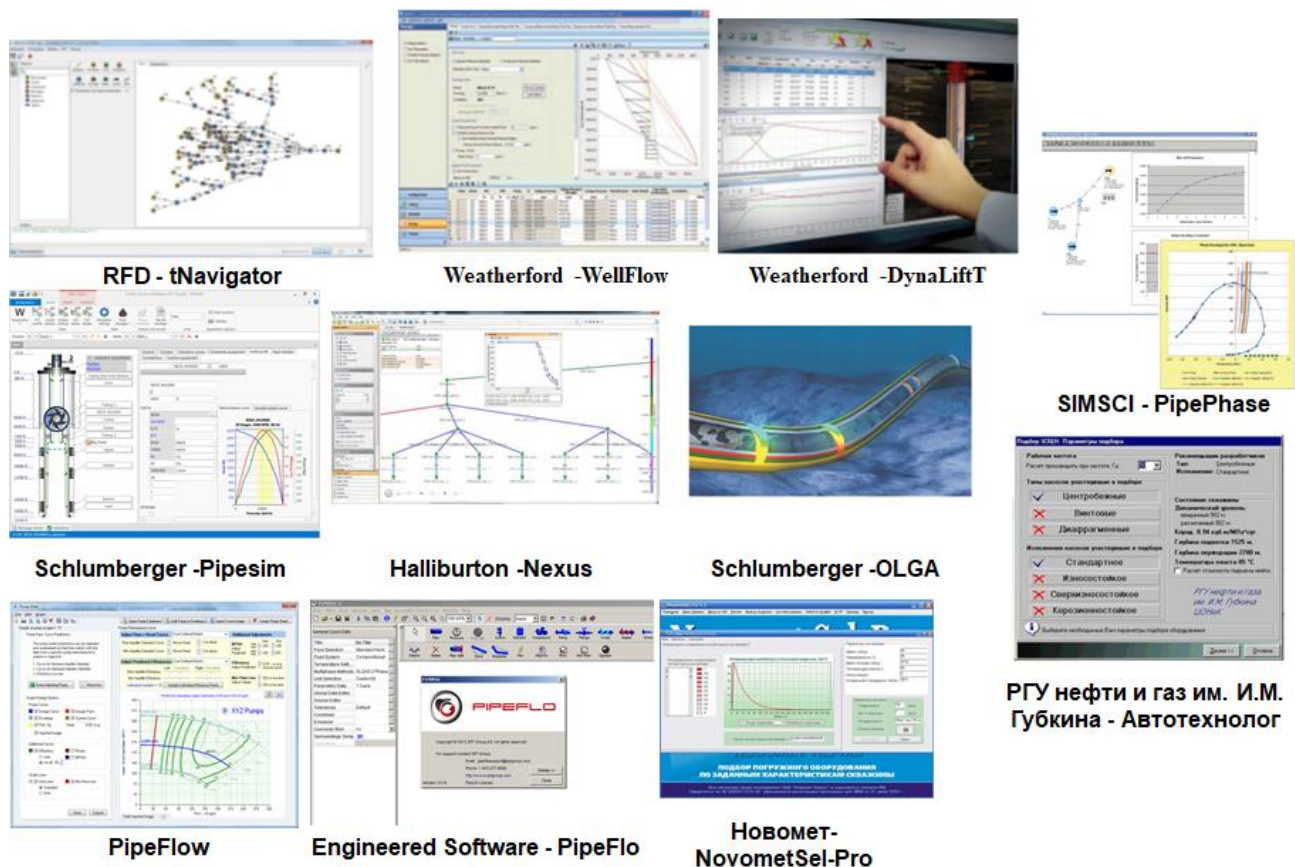


Рисунок 1.16 – Аналоги информационно-программного обеспечения

Таким образом, существующее коммерческое информационно-программное обеспечение не может быть использовано для исследования живучести объектов добычи газа.

## 1.5 Концептуальный анализ объекта исследования

Анализ объектов добычи газа позволил выявить противоречия (рисунок 1.17), вызванные проблемами практики добычи углеводородов на поздних этапах эксплуатации месторождений, и отсутствием методов в теории, позволяющих преодолеть указанные проблемы.

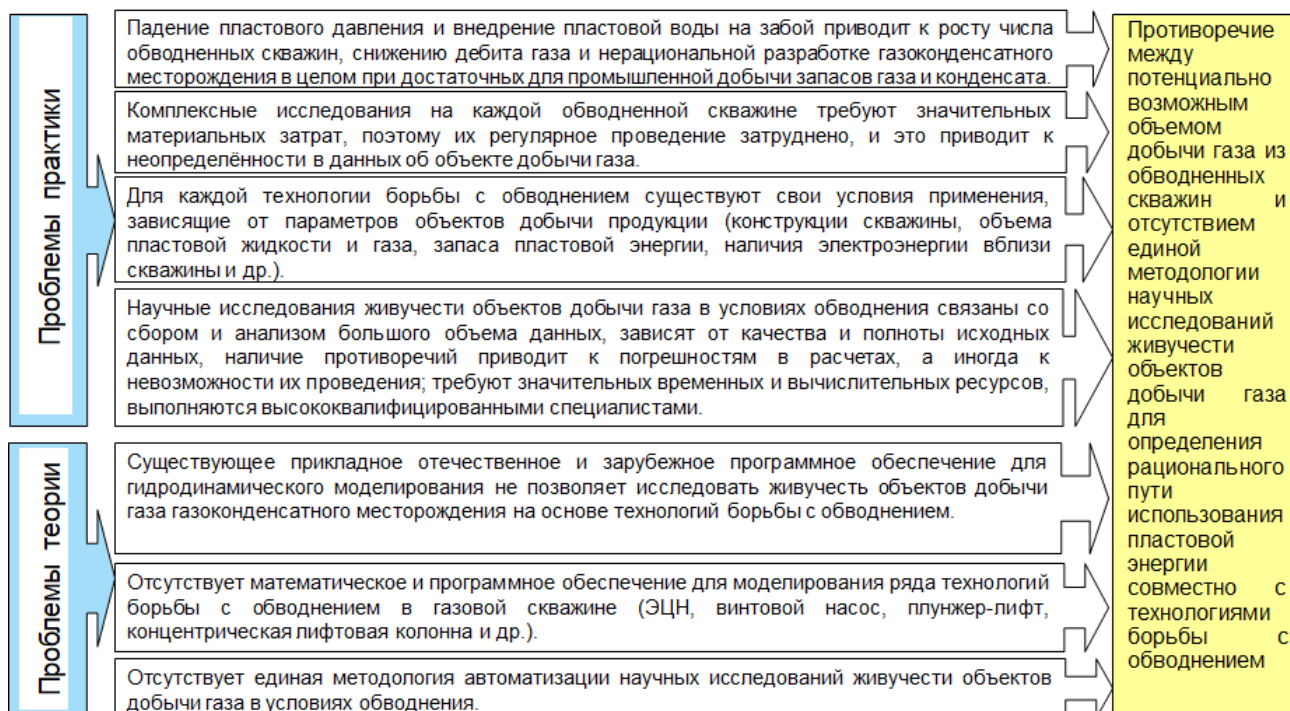


Рисунок 1.17 – Основное противоречие между требованиями практики и состоянием теории научных исследований объектов добычи газа газоконденсатного месторождения в условиях обводнения

*Основными проблемами практики эксплуатации обводненных газовых скважин являются [32]:*

- падение пластового давления и внедрение пластовой воды на забой приводит к росту числа обводненных скважин, снижению дебита газа и нерациональной разработке газоконденсатного месторождения в целом при достаточных для промышленной добычи запасов газа и конденсата [32];
- комплексные исследования на каждой обводненной скважине требуют значительных материальных затрат, поэтому их регулярное проведение затруднено, и это приводит к неопределённости в данных об объекте добычи газа;

- для каждой технологии борьбы с обводнением существуют свои условия применения, зависящие от параметров объектов добычи продукции (конструкции скважины, объема пластовой жидкости и газа, запаса пластовой энергии, наличия электроэнергии вблизи скважины и др.) [89];

- научные исследования живучести объектов добычи газа в условиях обводнения связаны со сбором и анализом большого объема данных, зависят от качества и полноты исходных данных, наличие противоречий приводит к погрешностям в расчетах, а иногда к невозможности их проведения; требуют значительных временных и вычислительных ресурсов, выполняются высококвалифицированными специалистами [32].

*Основными проблемами теории, не позволяющими преодолеть проблемы практики, являются:*

- существующее прикладное отечественное и зарубежное программное обеспечение для гидродинамического моделирования не позволяет исследовать живучесть объектов добычи газа газоконденсатного месторождения на основе технологий борьбы с обводнением [32];

- отсутствует математическое и программное обеспечение для моделирования ряда технологий борьбы с обводнением в газовой скважине (ЭЦН, винтовой насос, плунжер-лифт, концентрическая лифтовая колонна и др.);

- отсутствует единая методология автоматизации научных исследований живучести объектов добычи газа в условиях обводнения.

Из всех противоречий между требованиями практики и состоянием теории устранения неблагоприятного воздействия обводнения на объекты добычи газа на основе технологий извлечения пластовой жидкости основным является противоречие между потенциально возможным объемом добычи газа из обводненных скважин и отсутствием единой методологии научных исследований живучести объектов добычи газа для определения рационального пути использования пластовой энергии совместно с технологиями борьбы с обводнением.

Таким образом, анализ проблем научных исследований объектов добычи газа позволил выявить противоречия, вызванные проблемами практики добычи уг-

леводородов на поздних этапах эксплуатации месторождений, и отсутствием методов в теории, позволяющим преодолеть указанные проблемы [32].

Проведенный анализ показал, что существующее математическое, информационное и программное обеспечения научных исследований объектов добычи газа не позволяет исследовать живучесть ОДГ газоконденсатного месторождения на поздней стадии разработки. Поэтому **актуальной** становится задача разработки математического, информационного и программного обеспечения для научных исследований живучести объектов добычи газа в условиях обводнения газовых скважин.

Отсюда, **предметом исследования** ( $PI$ ) становится математическое, информационное и программное обеспечение исследований живучести объектов добычи газа в условиях обводнения:

$$PI = \{SW(Mt, Md, Proc, A), IW, E(t)\}, \quad (1.2)$$

где  $SW(Mt, Md, Proc, A)$  – программное обеспечение (методы, модели, методики, алгоритмы);

$IW$  – информационное обеспечение;

$E(t)$  – технологии борьбы с обводнением.

При этом **границами исследования** являются неблагоприятные воздействия обводнения объектов газодобычи.

**Целью исследования** становится повышение эффективности научных исследований объектов добычи газа газоконденсатных месторождений в условиях обводнения на основе автоматизации выбора технологий извлечения пластовой жидкости и периода их использования по критерию живучести.

**Гипотеза исследования:** разрабатываемая автоматизированная система научных исследований живучести объектов добычи газа газоконденсатных месторождений в условиях обводнения поможет принимать решения по обеспечению живучести и рациональному использованию пластовой энергии за счет применения различных технологий борьбы с обводнением для максимизации газоотдачи.

В качестве критерия эффективности НИ предложен интегральный показа-

тель эффективности – коэффициент эффективности НИ ЖОДГ ( $K_{esr}$ ), отражающий отдельные характеристики НИ: время проведения, ресурсоотдачу и результативность НИ. Чем больше значение  $K_{esr}$ , тем эффективнее процесс НИ ЖОДГ. Формализованное представление цели исследований (целевая функция [2]) имеет вид [58]:

$$K_{esr}(k_t, k_{rc}, k_{ef}(k_{mc}, k_s, k_{st}, k_{dss})) \rightarrow \max, \quad (1.3)$$

где  $k_t$  – показатель, характеризующий время проведения НИ;

$k_{rp}$  – показатель, характеризующий ресурсоотдачу НИ;

$k_{ef}$  – показатель, характеризующий результативность НИ;

$k_{mc}$  – показатель, характеризующий модельную полноту;

$k_s$  – показатель, характеризующий наличие функционала для выбора технологий борьбы с обводнением;

$k_{st}$  – показатель, характеризующий используемый подход к организации НИ;

$k_{dss}$  – показатель, характеризующий использование системы поддержки принятия решений.

Формализованное представление целевой функции АСНИ через изменяющиеся в процессе эксплуатации объекта добычи газа параметры имеет вид [214, 220]:

$$SURV \left\{ Q_z \left( Pr_{res}, Pr_w, P_{пл} (Q_{гн}, Q_{гдр}), P_{заб} (P_y, Q_{жс}, P_{зат}) T_{пл}, T_{заб}, T_y, H_{дин} \right) \right\} \xrightarrow[Q_z > Q_{гкр}]{U(E(t))} \max, \quad (1.4)$$

где  $SURV$  – живучесть объекта добычи газа;

$Q_{гн}, Q_{гдр}$  – накопленная добыча и объем остаточных дренируемых запасов газа;

$Pr_{res}, Pr_w$  – параметры пласта, конструкции и оборудования скважины;

$P_{пл}, P_{заб}, P_y, P_{зат}$  – давление пластовое, забойное, устьевое (трубное и затрубное);

$Q_z, Q_{гкр}$  – дебит газа и критический дебит газа;

$Q_{жс}$  – дебит пластовой жидкости;

$T_{пл}, T_{заб}, T_y$  – температура пластовая, забойная и устьевая;

$U(E(t))$  – управляющее воздействие  $U$  в зависимости от используемой технологии борьбы с обводнением  $E$  во времени  $t$ .

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

1. Провести системный анализ проблем научных исследований живучести объектов добычи газа газоконденсатных месторождений в условиях обводнения.
2. Разработать методологию автоматизации научных исследований живучести объектов добычи газа в условиях обводнения.
3. Разработать комплекс моделей для оценки живучести объектов добычи газа с учетом технологий извлечения пластовой жидкости.
4. Разработать методику и алгоритмы реализации моделей технологических процессов добычи углеводородного сырья из обводненных газовых скважин и расчета живучести объектов добычи газа.
5. Разработать информационное и программное обеспечение АСНИ живучести объектов добычи газа в условиях обводнения.
6. Провести экспериментальные исследования для выработки научно обоснованных рекомендаций оценки эффективности АСНИ по обеспечению живучести объектов добычи газа.

Для решения поставленных задач использованы следующие **методы исследования**: техническая кибернетика, теория систем, теория управления, системный анализ [64], методы объектно-ориентированного программирования, статистический анализ, теория графов, теория моделирования, численные методы, теория разработки информационного и программного обеспечения; теория разработки месторождений нефти и газа, теория гидравлики и нефтегазовой механика, метода узлового анализа, теория надежности, теория живучести; теории эксперимента и др.

Таким образом, результаты анализа проблем научных исследований ЖОДГ позволили определить предмет, границы и методы исследования, сформулировать цель и задачи исследования, выдвинуть гипотезу исследования.

## 1.6 Выводы по первому разделу

1. Анализ особенностей объектов добычи газа газоконденсатного месторождения, находящегося на завершающем этапе разработки, свидетельствует о существенном росте числа обводненных газовых скважин при сохранении потенциальной возможности их дальнейшей эксплуатации.

2. Анализ методов снижения неблагоприятных последствий обводнения скважин выявил, что наиболее перспективным является способ раздельной добычи газа и пластовой жидкости с использованием насосной откачки жидкости на основе установки электроцентробежного насоса. Выявлены основные параметры для построения АСНИ ЖОДГ

3. Анализ существующего коммерческого информационно-программного обеспечения показал, что оно не позволяет исследовать живучесть объектов добычи газа газоконденсатного месторождения на поздней стадии разработки, и поэтому актуальной становится задача разработки математического, информационного и программного обеспечения для научных исследований живучести объектов добычи газа в условиях обводнения газовых скважин.

4. Анализ проблем научных исследований объектов добычи газа позволил выявить противоречия, вызванные проблемами практики добычи углеводородов на поздних этапах эксплуатации месторождений, и отсутствием методов в теории, позволяющих преодолеть указанные проблемы.

5. Концептуальный анализ объекта исследования позволил определить предмет, границы и методы исследования, сформулировать цель и задачи исследования, выдвинуть гипотезу исследования.



## 2 МЕТОДОЛОГИЯ АВТОМАТИЗАЦИИ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЖИВУЧЕСТИ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ ГАЗА В УСЛОВИЯХ ОБВОДНЕНИЯ

В результате анализа объектов добычи газа выявлены основные параметры, для построения АСНИ. Данный раздел посвящен разработке методологии автоматизации научных исследований живучести объектов добычи газа в условиях обводнения. В результате проведенных исследований разработаны: концепция повышения живучести объектов добычи газа в условиях обводнения; концепция автоматизации научных исследований живучести объектов добычи газа в условиях обводнения и технические решения структуры АСНИ живучести объектов добычи газа.

### 2.1 Концепция живучести объектов добычи газа в условиях обводнения

Концепция живучести объектов добычи газа представлена на рисунке 2.1, где отражена динамика дебитов газа  $Q_g$ : проектного  $Q_{гпр}$ , критического  $Q_{гкр}$  (при котором пластовая вода уже не может выноситься на устье скважины), предельного  $Q_{гпред}$  (при котором вся пластовая вода выносится на устье скважины) [87], фактического  $Q_{гф}$  и дебита воды  $Q_{ж}$  обводненной газовой скважины.

Верхняя область рисунка 2.1 (*I*) отражает режим работы скважины при фонтанном способе эксплуатации. Сначала наблюдается безводный период 1. После наступления момента времени  $A$  в продукции скважины появляется вода  $Q_{ж}$ , которая снижает дебит газа, так как часть пластовой энергии тратится на ее подъем до устья, и в момент времени  $B_1$  дебит газа  $Q_{гф}$  становится меньше критического дебита  $Q_{гкр}$  - скважина начинает работать с минимальным дебитом газа или самозадавливается. Если провести изоляцию обводненных интервалов продуктивного пласта (установить цементный мост) [227], то дебит газа  $Q_{гф}$  может возрасти до уровня  $C_1$ .

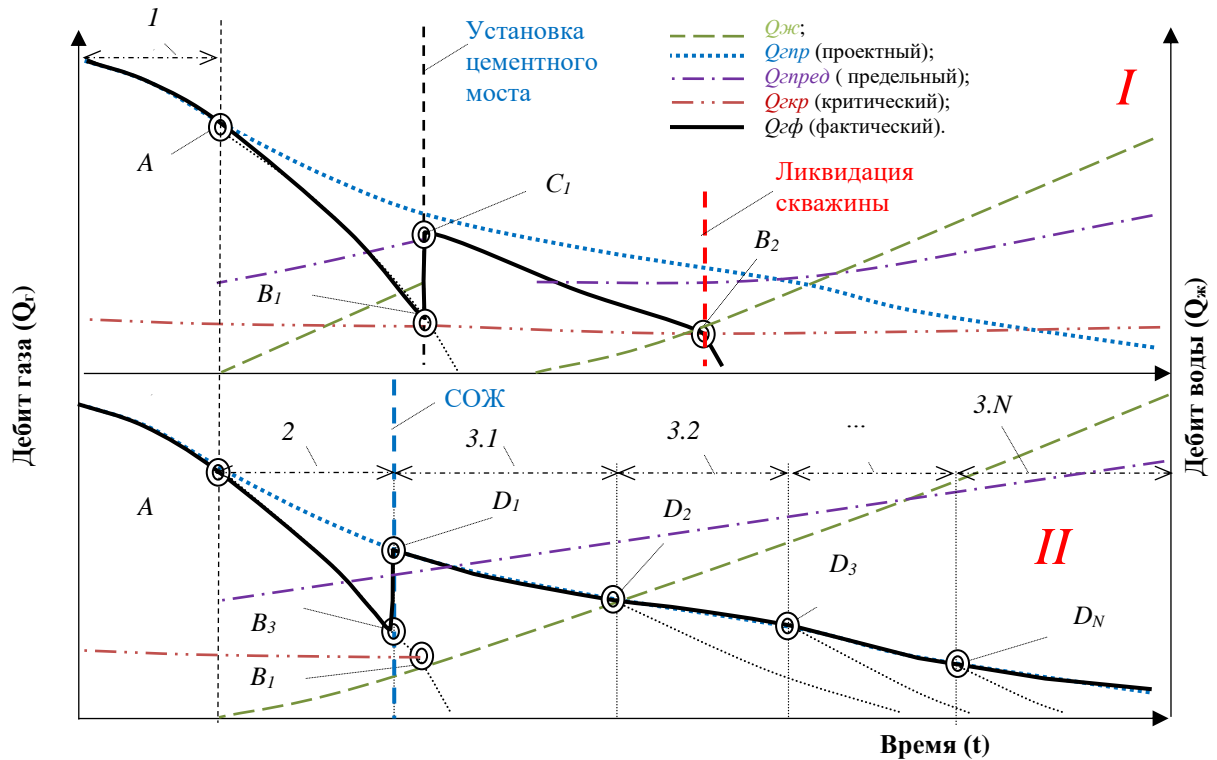


Рисунок 2.1 – Концепция живучести объектов добычи газа в условиях обводнения

Однако значение  $Q_{гф}$  уже не сможет достигнуть проектного дебита газа  $Q_{гпр}$ , так как часть запасов газа останется изолированной в пласте. Далее скважина работает до наступления момента времени  $B_2$ , где происходит ситуация аналогичная  $B_1$ . Если в точке  $B_2$  происходит обводнение всего продуктивного пласта, то скважину остается только ликвидировать, иначе устанавливается цементный мост и эксплуатация скважины продолжается аналогичным образом.

Нижняя область рисунка 2.1 (II) отражает концепцию обеспечения живучести объектов добычи газа при использовании технологий борьбы с обводнением. Сначала, как и в I, наблюдается безводный период 1. Далее, в момент времени A, в продукции скважины появляется вода  $Q_w$ . Однако в данном случае, не доводя до снижения дебита газа ниже критического ( $B_1$ ), в конце периода применения фонтанного способа эксплуатации 2 в момент времени  $B_2$  на скважине начинают использовать первую компоновку с применением одной из технологий борьбы с обводнением. При этом дебит газа  $Q_{гф}$  возрастает до проектного уровня  $Q_{гпр}$  в точке  $D_1$ . Скважина эксплуатируется с применением первой компоновки в течение пе-

риода 3.1. Далее с момента времени  $D_2$  используется вторая компоновка в период 3.2 и так далее до компоновки  $N$  с периодом ее использования 3. $N$ . Переход от одной компоновки скважины к другой связан с техническими ограничениями технологий борьбы с обводнением, объемом поступающей на забой скважины воды и другими причинами.

Таким образом, разработана концепция повышения ЖОДГ в условиях обводнения. Выбор технологий борьбы с обводнением и периода их использования позволит продлить живучесть объекта добычи газа и поддерживать проектный уровень добычи газа.

## **2.2 Концепция автоматизации научных исследований живучести объектов добычи газа в условиях обводнения**

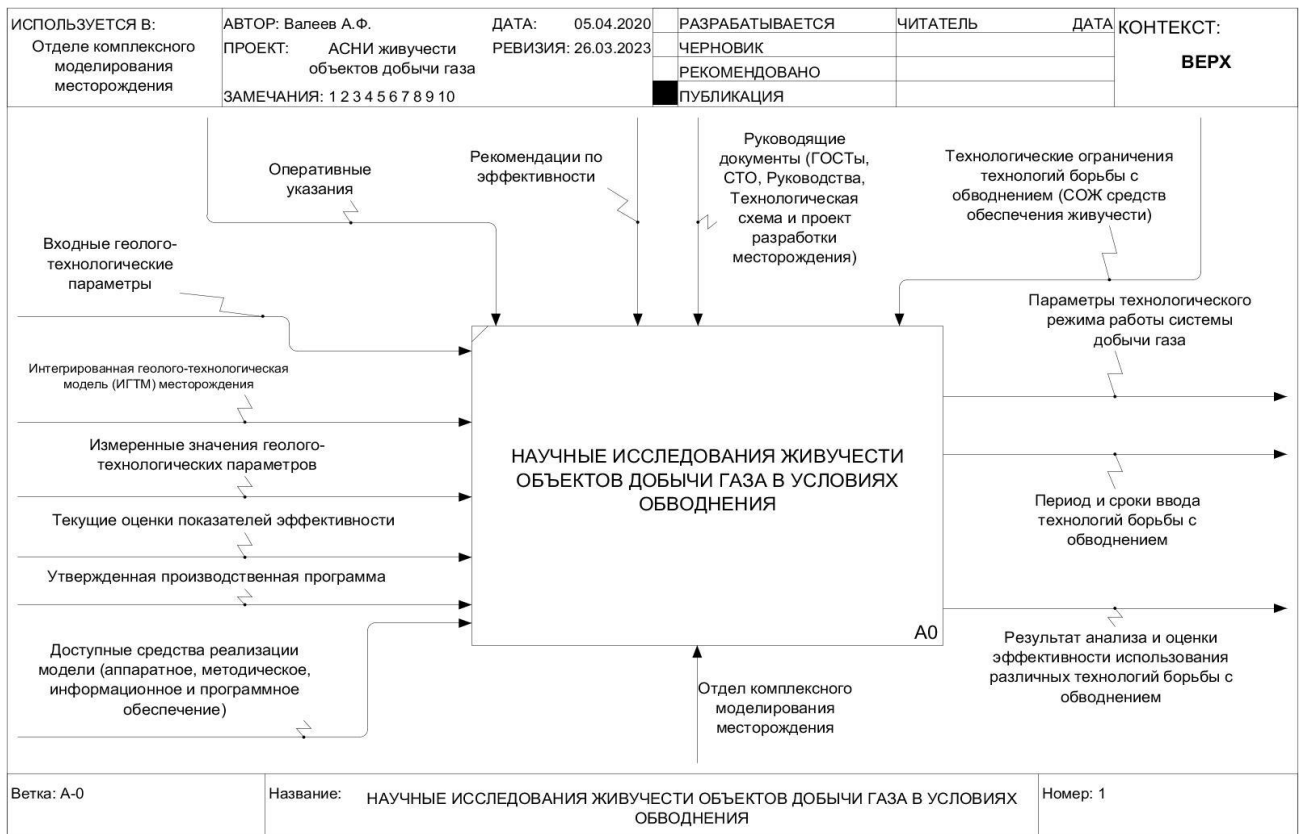
Учитывая техническую сложность и высокую стоимость проведения натурных экспериментов, возникает необходимость проведения научных исследований эффективности методов борьбы с обводнением и периодов их использования для каждой обводненной скважины.

Разработана концептуальная модель автоматизации научных исследований живучести объектов добычи газа (рисунок 2.2) [26, 32].

Согласно схеме рисунка 2.2 исследования выполняются специалистами отдела комплексного моделирования месторождения.

Управляющей информацией является: оперативные указания, рекомендации по эффективности, руководящие документы нефтегазовой отрасли (ГОСТы, СТО, Руководства, Технологическая схема и проект разработки месторождения), а также технологические ограничения технологий борьбы с обводнением [32].

В качестве входных параметров выступают: геолого-технологические параметры объекта добычи, ИГТМ месторождения, измеренные значения геолого-технологических параметров (давления, температуры, расходы, свойства и состав пластовой смеси), текущие оценки показателей эффективности, утвержденная производственная программа, доступные средства реализации модели (аппаратное, математическое, информационное и программное обеспечение).



**Рисунок 2.2 – Концептуальная модель автоматизации научных исследований живучести объектов добычи газа в условиях обводнения**

Результатами исследования являются: параметры технологического режима объекта добычи газа, период и сроки ввода технологий борьбы с обводнением, результаты анализа и использования различных технологий борьбы с обводнением.

Таким образом, предложена концепция автоматизации научных исследований живучести обводненных газовых скважин за счет использования АСНИ с ИГТМ, которая согласуется с рекомендациями руководящих документов ПАО «Газпром» [185].

Следующим этапом исследования является разработка структуры АСНИ.

Большинство АСНИ построены с использованием двух подходов: интегрированного [234] или системно-ориентированного [239]. Халкечевым Р.К. [237-239] разработана методология нового каркасного мультифрактально-модельного построения АСНИ. В основе данного подхода лежит механизм конфигурирования и использование мультифрактальных математических моделей для решения

функциональных задач автоматизированных систем в различных предметных областях.

Учитывая существующие подходы к построению АСНИ, разработана архитектура АСНИ живучести объектов добычи газа, которая представлена на рисунке 2.3.

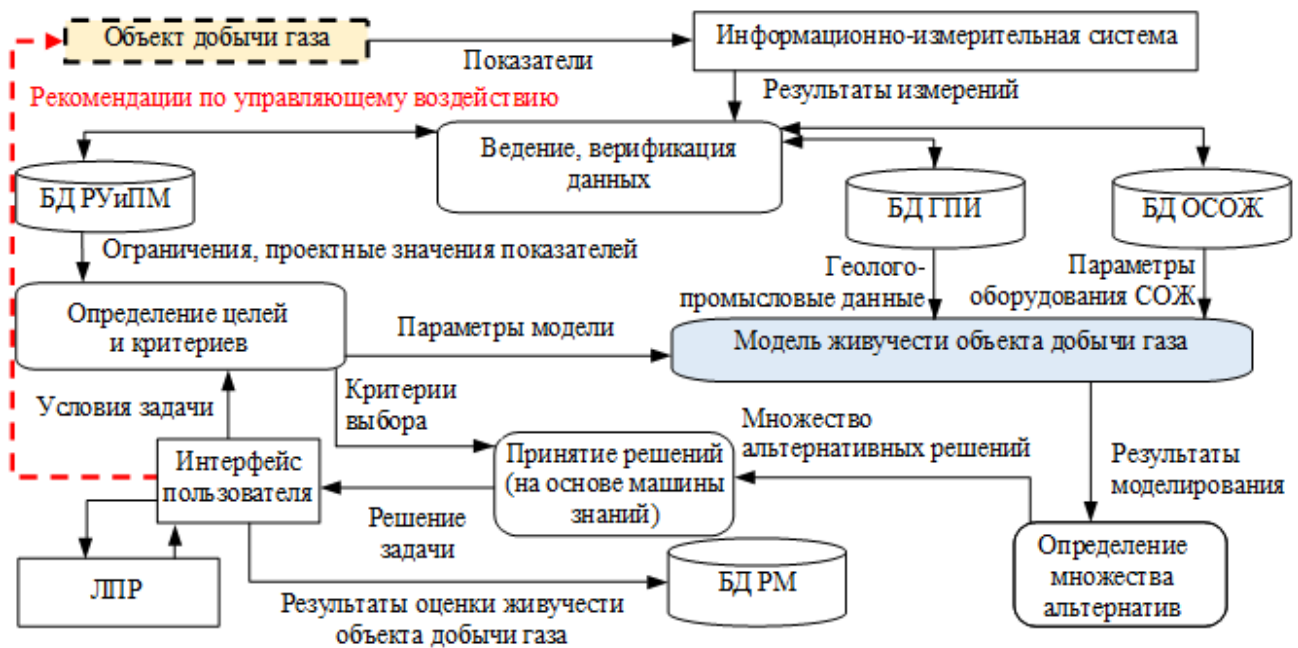


Рисунок 2.3 – Архитектура автоматизированной системы научных исследований живучести объектов добычи газа в условиях обводнения

Лицо, принимающее решение (ЛПР), является специалистом отдела комплексного моделирования месторождений газодобывающего предприятия или научно-исследовательского института, выполняющего проектные технологические документы по разработке месторождения или осуществляющего авторский надзор за их реализацией.

ЛПР через интерфейс пользователя АСНИ в соответствии с условиями задачи, с учетом технологических ограничений и проектных значений показателей разработки месторождения определяет цель и критерии научных исследований живучести объектов добычи газа. Используя модель живучести объектов добычи газа, формируется множество альтернатив решения задачи. Система поддержки

принятия решений по заданному критерию помогает выбрать средство обеспечения живучести.

АСНИ живучести объектов добычи газа включает следующие компоненты [224]:

- программную систему ведения и верификации геолого-промысловых данных;
- интерфейс пользователя – ЛПР, для определения целей исследования и критериев выбора решений, просмотра результатов исследований;
- базу данных рекомендуемых уставок и планов мероприятий (БД РУиПМ);
- базу данных геолого-промысловой информации (БД ГПИ);
- базу данных оборудования СОЖ (БД ОСОЖ);
- базу данных результатов моделирования (БД РМ);
- модель живучести объекта добычи газа;
- машину знаний, помогающую выбирать решение из множества альтернатив на основе заданных ЛПР критериев.

Общая модель живучести системы представлена на рисунке 2.4.а [63], где МНВ – модель развития неблагоприятного воздействия, ПФ – значения поражающих факторов, неблагоприятных воздействий, МРС – модель изменения работоспособности системы, МПНВ – модель процессов противодействия неблагоприятным воздействиям, ПЖ – значения показателей живучести.

Значительный вклад в исследование надежности и живучести внесли отечественные ученые Черкесов Г.Н. и Недосекин А.О. [240-242], которые представляют живучесть как свойство системы сохранять и восстанавливать способность к выполнению основных функций в заданном объеме в течение заданной наработки при изменении структуры системы, и (или) алгоритмов и условий ее функционирования вследствие непредусмотренных регламентом нормальной работы внешних неблагоприятных воздействий. В [157] приводится дополнение и уточнение определения с учетом свойств функциональной живучести и ее частного случая – структурной живучести. Показатели живучести разделяют на две группы: показатели, используемые для оценки живучести по состоянию системы, и по результатам выполнения задания [241]. Показатели второй группы оценивают способность системы не только противостоять неблагоприятному воздействию, но и выполнить установленное задание.

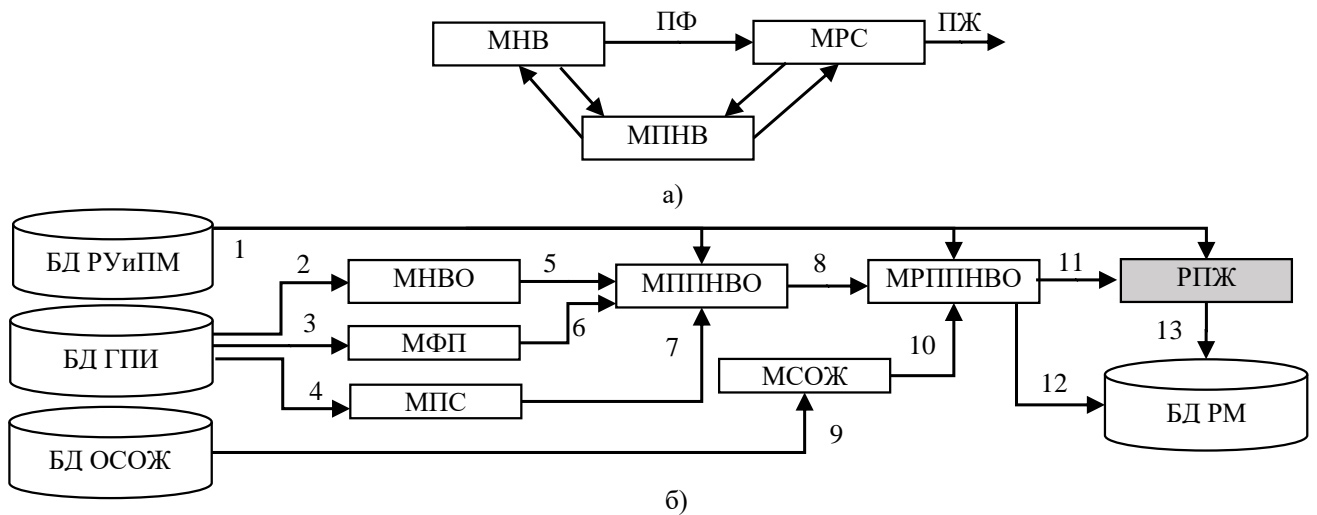


Рисунок 2.4 – Модель живучести: а) общая модель живучести системы [63]; б) модель живучести объектов добычи газа в условиях обводнения, где 1 – технологические ограничения, проектные значения показателей добычи углеводородов, исходные экономические данные (цены углеводородов, ресурсов и др.); 2 – геолого-промысловые данные:  $P_{rresl}$  – параметры водоносного пласта, свойства и состав пластовой жидкости; 3 – геолого-промысловые данные: свойства и состав газа; 4 – геолого-промысловые данные:  $Pr_{resg}$ ,  $P_{rw}$  – параметры газоносного пласта, конструкции и оборудования скважины,  $Q_{гн}$ ,  $Q_{жн}$  – накопленная добыча газа и жидкости,  $P_{пл}$ ,  $P_{заб}$ ,  $P_y$ ,  $P_{зат}$  – давление пластовое, забойное, устьевое (трубное и затрубное); 5 – расчетные параметры притока жидкости к забою скважины; 6 – расчетные параметры движения газового потока по стволу скважины; 7 – расчетные параметры притока газа, показатели работы объекта добычи газа без обводнения; 8 – расчетные параметры газожидкостного потока по стволу скважины, показатели работы объекта добычи газа с учетом неблагоприятного воздействия обводнения; 9 – параметры оборудования СОЖ, 10 – характеристики СОЖ; 11 – фактические, проектные и расчетные значения показателей объектов добычи газа с СОЖ и без СОЖ; 12 – расчетные значения показателей объектов добычи газа с СОЖ и без СОЖ; 13 – показатели живучести объектов добычи газа

В [157] предложены вероятностные и нечетко-логические модели функциональной живучести технических систем. Оценивается живучесть системы после  $n$ -кратного неблагоприятного воздействия. Данный подход требуют адаптации для

возможности исследования живучести объектов добычи газа в условиях обводнения.

Черных В.А. и Черных В.В. [244] рассматривают живучесть геотехнической системы добычи газа как совокупность геомеханической и гидродинамической живучести, при этом влияние обводнения на объект добычи газа не учитывается.

Поэтому существующий математический аппарат не может быть использован для оценки живучести объекта добычи газа и требует развития с учетом особенностей объекта исследования.

Концепция живучести объектов добычи газа предложена в [214]. Ее основой является система прогностического моделирования технологических процессов добычи продукции газоконденсатных месторождений, учитывающая технологии извлечения пластовой жидкости – средства обеспечения живучести (СОЖ) [240] и период их внедрения. Выбор СОЖ и периода его использования позволит продлить живучесть скважины, поддерживать проектный уровень добычи газа, увеличить значение коэффициента извлечения газа.

В рамках создания АСНИ живучести обводненных газовых скважин [214] на основе общей модели (рисунок 2.4.а) и подхода, предложенного Черкесовым Г.Н. [240-241], разработана модель живучести объектов добычи газа в условиях обводнения (рисунок 2.4.б).

Модель ЖОДГ включает следующие компоненты [27, 31, 211]:

- модель неблагоприятного воздействия обводнения (МНВО), применяется для задания неблагоприятных воздействий обводнения на газовую скважину;
- модель физических процессов (МФП), используется для анализа переходных процессов в объекте добычи газа после неблагоприятных воздействий (изменение динамического уровня жидкости) и описывает траекторию процесса функционирования;
- модель «пласт-скважина» (МПС), описывает техническую и функционально-алгоритмическую структуры системы «пласт-скважина», в том числе модели функционирования и характеристики элементов, топологии системы, марш-



рутов информационных, материальных и энергетических потоков, функциональной и структурной иерархии;

– модель первичных последствий неблагоприятного воздействия обводнения (МППНВО), получается путем взаимодействия МПС, МФП и МНВО. В МФП вводятся возмущения, связанные с неблагоприятным воздействием обводнения, и рассматриваются переходные процессы в добыче газа, но без учета СОЖ;

– модель средств обеспечения живучести (МСОЖ), отражает характеристики средств контроля и управления при использовании технологий борьбы с обводнением. МСОЖ позволяет задать оснащение определенной компоновкой одной из технологий борьбы с обводнением на скважине: установки электроцентробежного насоса (УЭЦН), установки винтового штангового насоса (УВШН), плунжер-лифта, газлифта, концентрической лифтовой колонны (КЛК) и др.;

– модель развития первичных последствий неблагоприятного воздействия обводнения (МРППНВО), получается в результате сочетания МППНВО с МСОЖ и позволяет найти траекторию управляемого процесса с учетом действий СОЖ;

– блок расчета показателей живучести (РПЖ) ОДГ при различных вариантах использования СОЖ.

Выбор наилучшего СОЖ для объекта добычи газа определяется вариантом, у которого коэффициент живучести принимает максимальное значение, при условии, что дебит газа больше рентабельного дебита (обеспечивающего компенсацию ресурсозатрат на эксплуатацию скважины с СОЖ).

## **2.3 Выводы по второму разделу**

1. Разработана концепция живучести объекта добычи газа, отличающейся способностью к сохранению проектных значений добычи газа в условиях неблагоприятных воздействий со стороны окружающей среды, выходящих за пределы проектных условий эксплуатации, где в качестве средств обеспечения живучести используются технологии борьбы с обводнением. Подбор технологий борьбы с обводнением и определение периода их использования позволит поддерживать проектный уровень добычи газа.

2. Предложена методология автоматизации научных исследований живучести объектов добычи газа в условиях обводнения месторождений природного газа, отличающаяся использованием системы прогностического моделирования технологических процессов добычи газа с учетом технологий извлечения пластовой жидкости и периода их внедрения. Основой системы моделирования является модель живучести ОДГ, включающая ИГТМ, модель обводнения, модель СОЖ, и блок расчета живучести ОДГ.

3. Предложены технические решения структуры АСНИ живучести объектов добычи газа.

### **3 РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЖИВУЧЕСТИ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ ГАЗА В УСЛОВИЯХ ОБВОДНЕНИЯ**

Одним из средств обеспечения АСНИ является математическое обеспечение. Данный раздел посвящен разработке комплекса моделей, методик и алгоритмов АСНИ, способа определения параметров управляемой насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин и разработке модели технологических процессов системы «пласт-скважина» с УВШН, КЛК и плунжер-лифта и управляемой откачкой пластовой жидкости из обводненных газовых скважин с УЭЦН.

Компонентами математического (методического) обеспечения являются документы (рисунок 3.1), в которых изложены полностью или со ссылкой на первоисточники, обеспечивающие методологию научных исследований или испытаний в подсистемах АСНИ [78, 164].

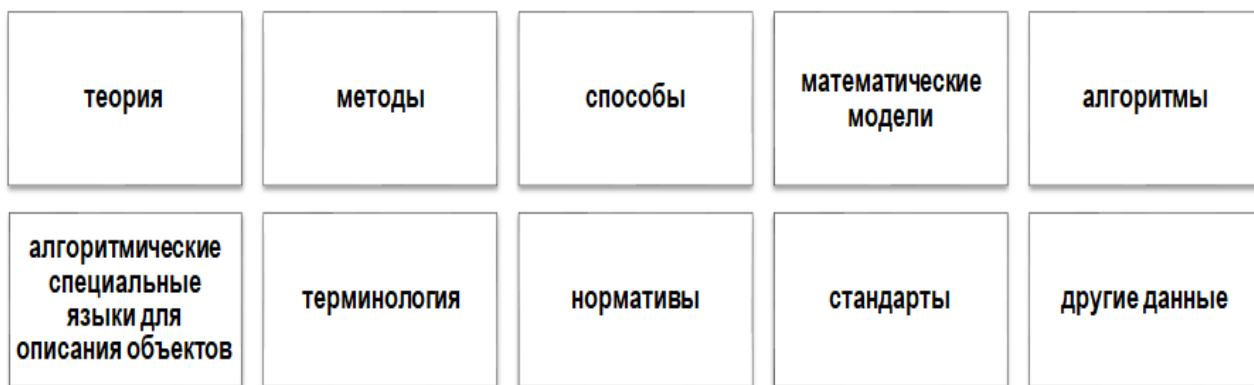


Рисунок 3.1 – Математическое (методическое) обеспечение АСНИ живучести объектов добычи газа

Определены основные нормативные документы нефтегазовой промышленности и ПАО «Газпром» [72-83, 103, 183-188, 190-192, 223-225], которые необходимо учесть при разработке моделей и методического обеспечения АСНИ ЖОДГ.

### 3.1 Разработка математического обеспечения АСНИ

#### 3.1.1 Способ совершенствования технологических режимов работы системы «пласт-скважина-шлейф»

Задание технологического режима работы скважины подразумевает подбор условий эксплуатации, обеспечивающих максимальный дебит при минимальных затратах пластовой энергии [87, 251, 36-37]. Работа скважин характеризуется индикаторными кривыми. Эти кривые описывают зависимость устьевых давлений от дебита и являются важнейшими характеристиками для определения технологических режимов работы системы [22, 40, 86]. На форму индикаторной кривой оказывают влияние как детерминированные, так и случайные факторы. Величина забойного давления зависит от глубины скважины, гидравлических характеристик НКТ, состава добываемой продукции и давления на устье скважины.

Для каждой газовой скважины, в продукции которой содержится жидкость, существует минимально возможный дебит, т.е. дебит, при котором возможен стационарный режим работы скважины. Такой режим работы определяется как общим перепадом давлений между устьем и забоем, так и скоростью потока, обеспечивающей вынос жидкости из скважин.

Большую роль в устойчивой работе скважины играет диаметр НКТ, увеличение которого снижает гидравлические потери и позволяет более эффективно использовать имеющийся перепад давлений, но при этом снижается скорость потока в НКТ, что может привести к зависанию жидкости в стволе и далее к самоглушению скважины.

На рисунке 3.2 представлены характеристики работы системы «пласт-скважина» - индикаторные кривые притока углеводородов (1) и пластовой воды (2) к скважине, а также зависимости давления на устье скважины при движении газа (однофазный поток) и газоконденсатной смеси с пластовой водой.

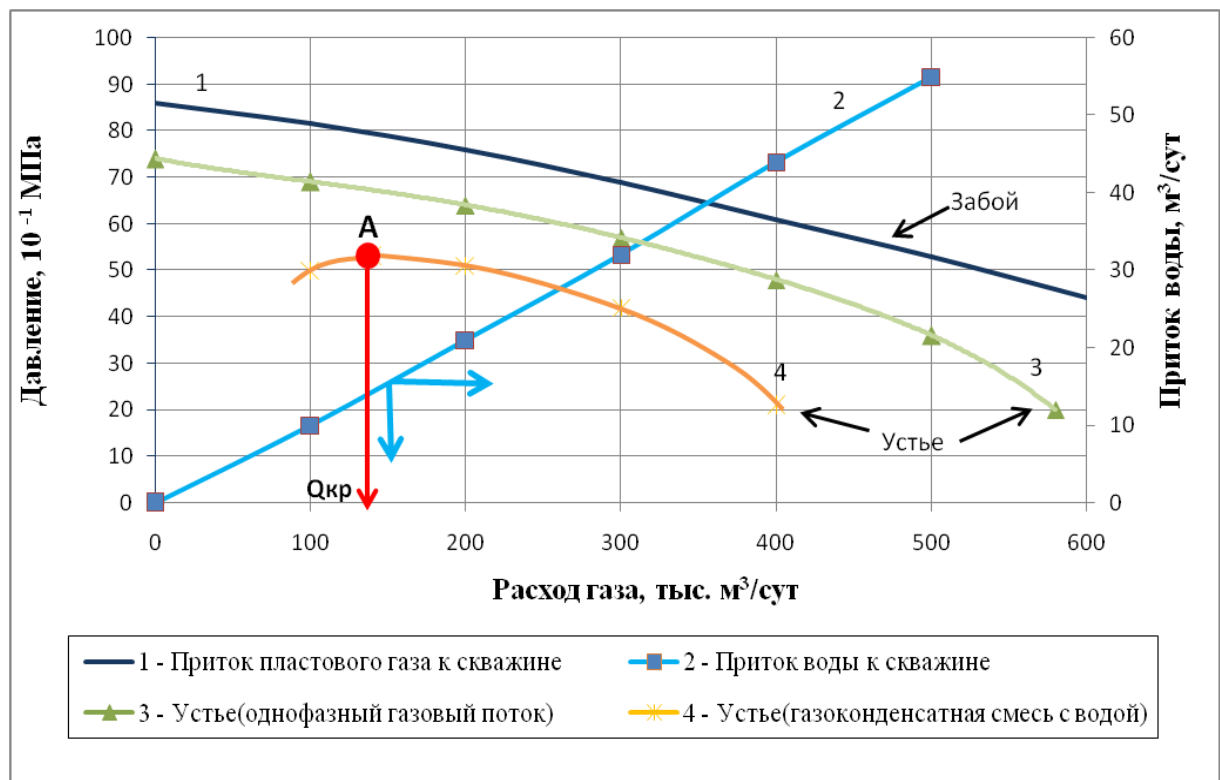


Рисунок 3.2 – Индикаторные кривые системы «пласт-скважина»

Индикаторная кривая (1) описывает приток пластового газа к забою скважины, связывая величину забойного давления от дебита скважины по газу. Прямая (2) характеризует приток жидкости к забою скважины. Кривая (3) отображает зависимость давления на устье скважины от дебита при работе «сухим газом», то есть при движении по стволу скважины однофазного потока. Кривая (4) описывает зависимость устьевого давления от дебита скважины, при наличии в продукции пластовой воды [3].

Наличие жидкости в вертикальном потоке газа существенно меняет форму кривой – на ней появляется точка максимума *A*. Данная точка определяет минимальный дебит ( $Q_{кр}$ ), который обеспечивает полный вынос жидкости из скважины. Часть кривой левее точки *A*, соответствует режиму работы скважины, который не обеспечивает полный вынос жидкости.

Таким образом, анализ рисунка 2.1 показывает, что часть пластовой энергии расходуется на вынос жидкости.

Для описания совместной работы скважины и шлейфа необходимо в координатах «расход – давление» построить характеристику скважины и характеристику

работающего с ней шлейфа. Точка пересечения этих кривых будет характеризовать параметры стабильной работы системы «скважина – шлейф».

На рисунке 3.3 представлены характеристики работы системы ПСШ: кривые притока газа (1) и пластовой воды (2) к забою скважины, зависимость давления на устье скважины от дебита при работе «сухим» газом (3) и при наличии в продукции пластовой воды (4), а также зависимость давления в начале шлейфа от расхода смеси при заданном давлении в конце шлейфа для случая транспортировки «сухого» газа (5) и газоконденсатной смеси с водой (6).

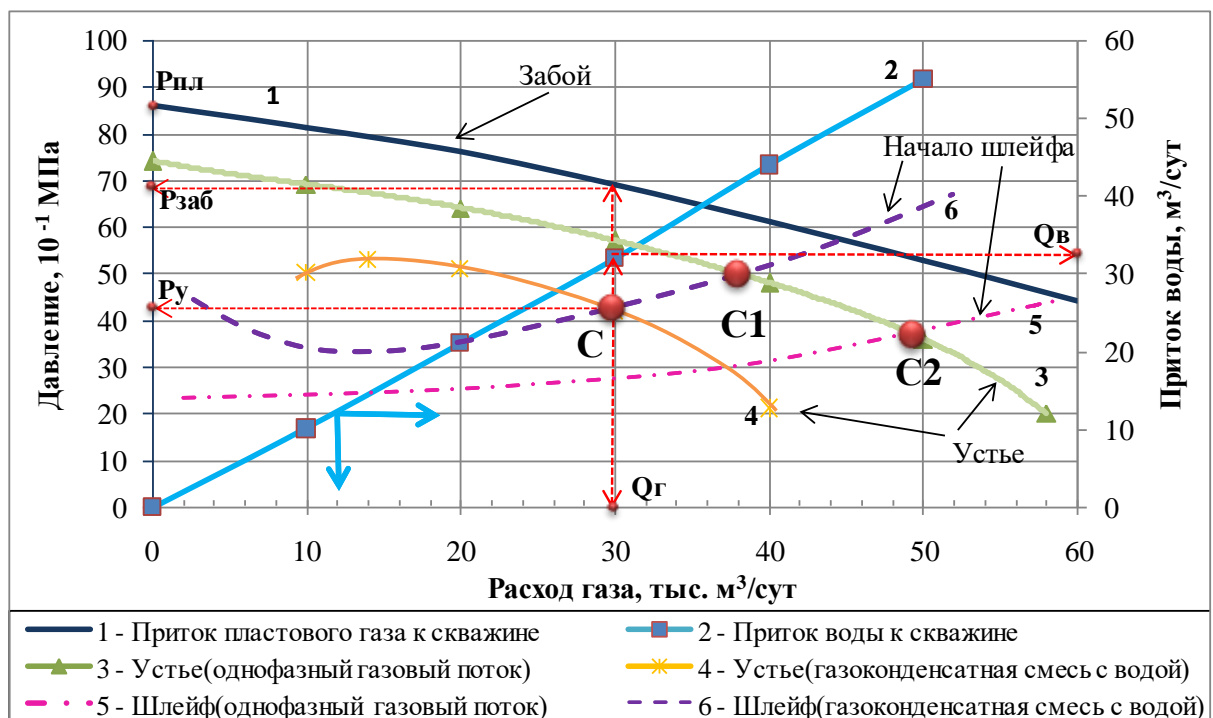


Рисунок 3.3 – Характеристики работы системы «пласт-скважина»

Пересечение кривых (4) и (6) в точке С определяет единственно возможный режим работы системы при наличии в продукции скважины воды.

Точка С одновременно принадлежит характеристике скважины и характеристике шлейфа, поэтому давление в этой точке – это давление на устье скважины ( $P_y$ ) и также давление в начале шлейфа ( $P_{ни} = P_y$ ). Расход газа в этой же точке – есть дебит скважины по газу ( $Q_g$ ). Если от значения дебита ( $Q_g$ ) через точку С провести прямую, то точке пересечения с кривой (1) соответствует давление на забое скважины ( $P_{заб}$ ), а точке пересечения с кривой (2) - дебит скважины по воде ( $Q_v$ ).

Анализ кривых рисунка 3.3 показывает, что часть пластовой энергии расходуется на вынос пластовой жидкости из скважины и её транспортировку по шлейфу.

Исследованы два способа экономии пластовой энергии в системе ПСШ, расходуемой на вынос и транспортировку жидкости (рисунок 3.4).

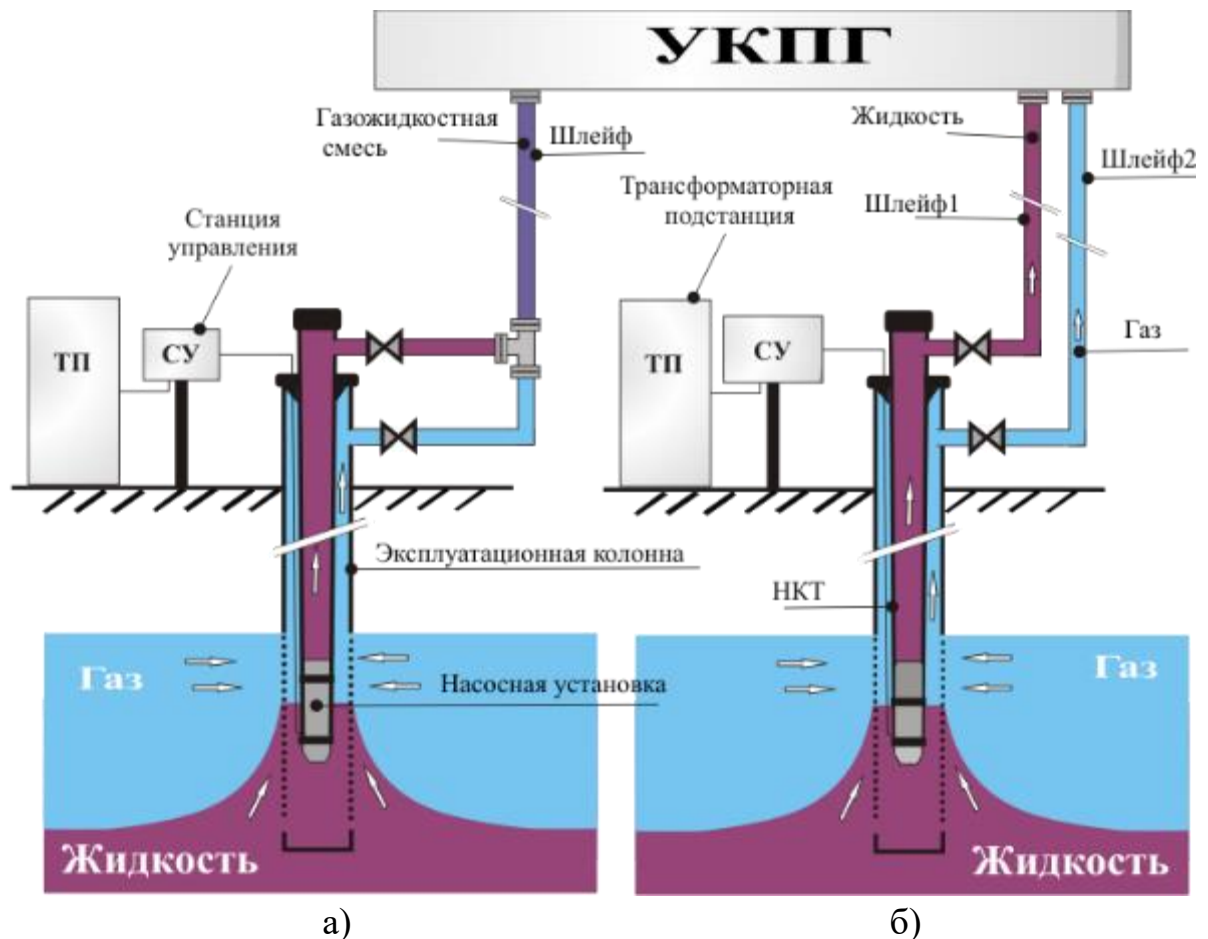


Рисунок 3.4 – Варианты подключения скважины к УКПГ

Первый способ (рисунок 3.4-а) реализует раздельную добычу и совместную транспортировку газа и жидкости по одному шлейфу, что не исключает затраты пластовой энергии на транспортировку газожидкостного потока по шлейфу. При этом стационарный режим работы системы ПСШ характеризуется точкой *C1*, расположенной на пересечение кривых (3) и (6) (рисунок 3.3).

Второй способ (рисунок 3.4-б) подразумевает раздельную добычу газа и жидкости с раздельной их транспортировкой по двум шлейфам. На рисунке 3.3 пересечение кривых (3) и (5) в точке *C2* определяет стационарный режим работы

системы ПСШ при данном способе.

В большинстве скважин ОНГКМ имеется только один шлейф. Поэтому, увеличение дебита газа за счет реализации второго способа (точка  $C2$ ) потребует дополнительных вложений.

Разделение продукции скважины на газовый и жидкостной потоки предлагается обеспечить за счет установки на забое погружного насоса (например, электроцентробежного насоса - УЭЦН).

Насос будет подавать жидкость по насосно-компрессорным трубам на устье скважины, а газ добываться по затрубному пространству. Реализация такого технологического режима работы скважины позволит сместить точку  $C$  к  $C1$  ( $C2$ ) и обеспечить увеличение дебита по газу. Система управления насосом определяют перемещение точки  $C$  к  $C1$  ( $C2$ ) за счет поддержания определенного уровня жидкости в скважине.

Таким образом, обоснована концепция совершенствования технологических режимов работы системы «пласт-скважина-шлейф» в условиях обводнения газовых скважин. Суть концепции заключается в раздельной добыче газа и жидкости. Разделение продукции скважины на газовый и жидкостной потоки можно обеспечить за счет установки на забое погружного насоса, при этом насосом жидкость будет подаваться по насосно-компрессорным трубам на устье скважины, а газ добываться по затрубному пространству. Насосная откачка воды позволит обеспечить максимальный дебит газа при минимальных затратах пластовой энергии. Откачка пластовой жидкости с помощью внешней энергии освободит часть пластовой энергии для дополнительной добычи газа.

3.1.2 Структура информационно-измерительной системы управляемой насосной откачки пластовой жидкости

На рисунке 3.5 предложена структура информационно-измерительной системы (ИИС) управляемой насосной откачки пластовой жидкости [18, 53, 113, 161, 167, 168-169, 197, 36-37].



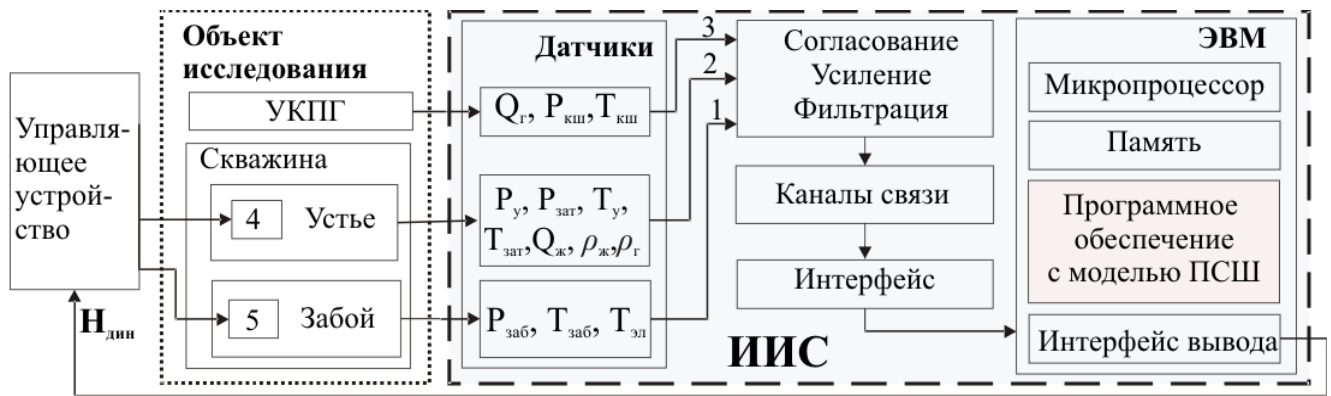


Рисунок 3.5 – Структура ИИС управляемой откачки пластовой жидкости

Датчики измеряют параметры объекта исследования: 1–давление ( $P_{зab}$ ), температуру ( $T_{зab}$ ) на забое скважины, температуру электродвигателя ( $T_{эл}$ ); 2– давление ( $P_у$ ,  $P_{зат}$ ) и температуру ( $T_у$ ,  $T_{зат}$ ) на устье и в затрубном пространстве скважины, расход ( $Q_ж$ ) и плотность ( $\rho_ж$ ) жидкости, плотность газа ( $\rho_г$ ); 3–давление ( $P_{кш}$ ), температуру ( $T_{кш}$ ) в конце шлейфа, дебит газа ( $Q_г$ ).

Предварительная подготовка данных (согласование, усиление, фильтрация), передача по информационным каналам через интерфейс ИИС обеспечивает определение исходной информации для расчета динамического уровня жидкости ( $H_{дин}$ ). Модельное значение динамического уровня жидкости является задающим воздействием контура управления ПЭД (5) на забое скважины и клапана-регулятора (4) на устье скважины.

Таким образом, предложена структура ИИС управляемой откачки пластовой жидкости обводненной газовой скважины с УЭЦН, отличительной особенностью которой является использование системы моделирования для расчета динамического уровня жидкости в скважине. Этот вывод позволяет перейти к разработке математического обеспечения ИИС для моделирования системы ПСШ с насосной откачкой пластовой жидкости.

## 3.2 Разработка модели живучести объектов добычи газа

### 3.2.1 Модель притока газа и воды к забою скважины

Характеристику притока пластового газа к забою скважины (кривая 1 на

рисунке 3.3, блок МПС на рисунке 2.4) можно построить, используя результаты газогидродинамических исследований (значения  $P_{заб}$  и  $Q_c$ ), по зависимости вида [194, 36-37]

$$(P_{пл}^2 - P_{заб}^2) = C \cdot Q_c^n, \quad (3.1)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление, МПа, изменение которого предлагается определять по уравнению (Б.18);

$P_{заб}$  – давление на забое скважины, МПа;

$Q_c$  – дебит газа при стандартных условиях (СтУ), тыс. м<sup>3</sup>/сут;

$n, C$  – коэффициенты притока газа,  $n$  изменяется в пределах от 0,5 до 1,0.

Коэффициенты притока газа  $n, C$  определяются экспериментально по данным измерения величин  $P_{заб}$  и  $Q_c$ .

После логарифмирования выражение (3.1) преобразуется в

$$\log(P_{пл}^2 - P_{заб}^2) = \log(C Q_c^n). \quad (3.2)$$

При наличии двух режимов исследования (при которых измеряются значения  $P_{заб}$  и  $Q_c$ ) из уравнения (3.1) определяется коэффициент  $n$ , если же известна одна точка на индикаторной кривой (измеренные  $P_{заб}$  и  $Q_c$  на одном режиме исследования), то в качестве первого приближения можно принять  $n$  равной 1.

При наличии двух режимов исследования, при подстановке в (3.2) пар измеренных значений ( $P_{заб1}, Q_{c1}$ ) и ( $P_{заб2}, Q_{c2}$ ) получаются выражения

$$\log(P_{пл}^2 - P_{заб1}^2) = \log C + \log Q_{c1}^n, \quad (3.3)$$

$$\log(P_{пл}^2 - P_{заб2}^2) = \log C + \log Q_{c2}^n. \quad (3.4)$$

При вычитании уравнения (3.3) из (3.4) получается зависимость для нахождения коэффициента  $n$

$$n = \frac{\log\left(\frac{P_{пл}^2 - P_{заб2}^2}{P_{пл}^2 - P_{заб1}^2}\right)}{\log\left(\frac{Q_{c2}}{Q_{c1}}\right)}. \quad (3.5)$$

Значение коэффициента  $C$  определяется при подстановке известных  $P_{заб1}$ ,  $Q_{г1}$  и  $n$  в выражение

$$C = \frac{(P_{пл}^2 - P_{заб1}^2)}{Q_{г1}^n}. \quad (3.6)$$

Приток жидкости к забою скважины описывается уравнением (прямая 2 на рисунке 3.2-3.3, блок МНВО на рисунке 2.4) [104]

$$P_{пл} - P_{заб} = A \cdot Q_{ж} + B, \quad (3.7)$$

где  $Q_{ж}$  – расход жидкости, м<sup>3</sup>/сут;

$A, B$  – коэффициенты притока жидкости.

Здесь также необходимо иметь две точки исследования, но при отсутствии данных можно в первом приближении использовать и одну точку, приняв коэффициент  $B$  равным 0, и найти неизвестный коэффициент  $A$  по зависимости

$$A = \frac{P_{пл} - P_{заб}}{Q_{ж}}. \quad (3.8)$$

Зависимость дебита жидкости от дебита газа (прямая 2 на рисунке 3.3)

$$Q_{ж} = \frac{C \cdot Q_{г}^n}{A \cdot (P_{пл} + P_{заб})}. \quad (3.9)$$

Математические модели притока газа и жидкости из продуктивного пласта к забою скважины определяют зависимость дебитов газа и жидкости от разницы между пластовым и забойным давлениями скважины.

Таким образом, полученные зависимости обеспечивают построение индикаторных кривых притока газа и жидкости к забою скважины.

### 3.2.2 Моделирование работы скважины

Разработкой модели движения продукции по стволу скважины занимались как отечественные ученые – Алиев З.А. [104], Бузинов С.Н. [24], Гриценко А.И. [85], Грон В.Н. [86], Зотов Г.А. [104], Клапчук О.В. [139], Мамеев В.А. [70, 139], Мирзаджанзаде А.Х. [143-145], Мищенко И.Т. [148, 150], Николаев О.В. [158, 159], Одишария Г.Э. [70, 139], так и зарубежные исследователи – Ansari A. [256], Aziz K. [257], Beggs H.D. [258], Duns H.Jr. [263], Ros

N.C. [263], Orkiszewski J. [277], Брилл Дж. [22, 256, 259-260, 273], Мукерджи Х. [22, 154, 259, 273], Силаш А.П. [202].

Для построения характеристики работы скважины (блок МПС на рисунке 2.4 – модели движения продукции в вертикальных и наклонных скважинах с однорядным лифтом НКТ переменного диаметра), необходимы данные о параметрах конструкции скважины и свойствах добываемой продукции [22, 194, 36-37].

Типичная конструкция газовой скважины с однорядным лифтом НКТ переменного диаметра представлена на рисунке 3.6.

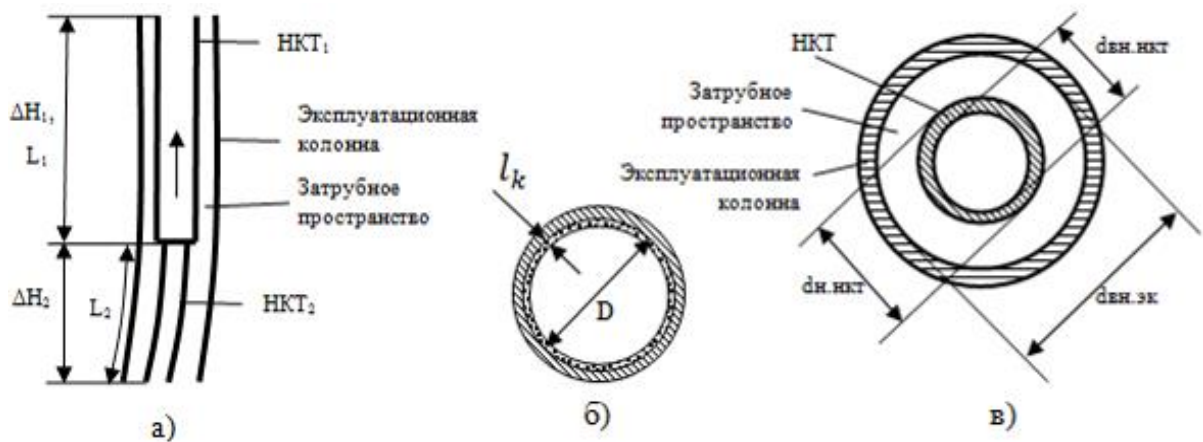


Рисунок 3.6 – Параметры конструкции скважины

В эксплуатационную колонну (ЭК) с внутренним диаметром  $d_{н.эк}$  вставлены две НКТ (рисунок 3.6-а). Первая труба вертикальная с перепадом высот  $\Delta H_1$  между началом и концом, длиной  $L_1$  и диаметром  $d_1$ , вторая - наклонная с параметрами  $\Delta H_2$ ,  $L_2$  и  $d_2$  соответственно.

Важным параметром трубы является абсолютная шероховатость поверхности стенки ( $l_k$ ), представленная на рисунке 3.6-б.

Для построения характеристики работы скважины по затрубному пространству используется эквивалентный диаметр  $d_{\text{э}}$ , который находится по зависимости [194]

$$d_{\text{э}} = \sqrt{d_{н.эк}^2 - d_{н.нкт}^2}, \quad (3.10)$$

где  $d_{н.эк}$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

$d_{н.нкт}$  – наружный диаметр НКТ, м.

К свойствам транспортируемой продукции относятся плотности, объемные расходы газа и жидкости, вязкость газа, приведенные к СтУ.

При гидравлическом расчете скважины изначально все свойства газожидкостной смеси пересчитываются в зависимости от направления расчета для рабочих условий (РУ) – давления и температуры на устье или забое скважины. В процессе пошагового вычисления по участкам труб свойства продукции приводятся к средним по длине каждого расчетного участка давлению и температуре [194]. Потери давления по длине скважины определяются как сумма потерь давления на каждом участке методом последовательных приближений [62].

Для построения характеристики скважины, работающей «сухим» газом по затрубному пространству (кривая 3 на рисунке 3.3) используется зависимость

$$P_{зab} = \sqrt{P_{зам}^2 \cdot e^{2 \cdot S_{cm}} + 1,413 \cdot 10^{-12} \cdot K_z \cdot \lambda_z \frac{T_{cp}^2 \cdot Z_{cp}^2 \cdot Q_z^2}{d_3^5} (e^{2 \cdot S_{дин}} - 1)}, \quad (3.11)$$

где  $P_{зам}$  – давление на выходе из затрубного пространства скважины, МПа;

$T_{cp}$  – средняя температура по стволу скважины в РУ, К;

$K_z$  – коэффициент гидравлической эффективности,  $K_z \geq 0$ .

Коэффициент сверхсжимаемости газовой смеси  $Z_{cp}$  определяется из соотношения

$$Z_{cp} = \left( 0,4 \lg \left( \frac{T_{cp}}{T_{кр}} \right) + 0,73 \right)^{\frac{P_{cp}}{P_{кр}}} + \frac{P_{cp}}{P_{кр}}, \quad (3.12)$$

где  $P_{cp}$  – среднее давление по стволу скважины в РУ, МПа;

$P_{кр}$ ,  $T_{кр}$  – критическое давление в МПа и критическая температура в К, определяются по зависимостям из приложения Б (Б.13, Б.14);

Коэффициент Рейнольдса по газу  $Re_z$  находится по зависимости

$$Re_z = K \frac{Q_z \overline{\rho_z}}{d_3 \mu_z}, \quad (3.13)$$

где  $K$  – размерный коэффициент, равен  $1777 \text{ кг} \cdot \text{с}^2 / \text{м}^4$  при СтУ;

$Q_z$  – дебит газа при СтУ, тыс. м<sup>3</sup>/сут;

$\overline{\rho_z}$  – относительная (по воздуху) плотность газа, находится из уравнения приложения Б (Б.12).

Вязкость неполярных газов и их смесей  $\mu_z$  находится по формуле Старлинга и Эллингтона [88]

$$\mu_z = \mu_{zam} \exp(b \rho_{zPY}^c) / 10^4, \quad (3.14)$$

где  $\mu_z$  – вязкость газовой смеси в РУ, мПа·с;

$\rho_{zPY}$  – плотность газовой смеси в РУ, г/см<sup>3</sup>.

Ниже представлены выражения для вычисления коэффициентов  $b$ ,  $c$  и вязкости газовой смеси при атмосферном давлении  $\mu_{zam}$  (мкПа·с)

$$\mu_{гат} = \frac{(9,41 + 0,02M) \cdot (1,8T_{cp})^{1,5}}{209 + 19M + 1,8T_{cp}}; \quad (3.15)$$

$$b = 3,5 + 547,8 / (1,8T_{cp}) + 0,01M; \quad (3.16)$$

$$c = 2,4 - 0,2b, \quad (3.17)$$

где  $M$  – молекулярная масса газовой смеси.

Коэффициент гидравлического сопротивления газовой смеси  $\lambda_z$  и относительную шероховатость стенки трубы  $\varepsilon$  находятся из уравнений

$$\lambda_z = \frac{1}{4 \left[ \lg \left( \frac{5,62}{Re_z^{0,9}} + \frac{\varepsilon}{7,41} \right) \right]^2}; \quad (3.18)$$

$$\varepsilon = 2l_k / (10d_{en}), \quad (3.19)$$

где  $l_k$  – абсолютная шероховатость стенки трубы, мм.

Параметры  $S_{cm}$  и  $S_{дин}$  определяются из выражений

$$S_{cm} = 0,03415 \cdot \overline{\rho_z} \cdot H / (T_{cp} \cdot Z_{cp}), \quad (3.20)$$

$$S_{дин} = 0,03415 \cdot \overline{\rho_z} \cdot L / (T_{cp} \cdot Z_{cp}), \quad (3.21)$$

где  $H$  – глубина скважины от устья до середины интервала перфорации, м;

$L$  – длина трубы от устья до середины интервала перфорации, м.

Для построения характеристики скважины при движении газожидкостного потока по НКТ (кривая 4 на рисунке 3.3) используется уравнение вида

$$P_{заб} = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2 \cdot S_{0cm}} + 1,413 \cdot 10^{-12} \cdot K_z \cdot \lambda_z \frac{T_{cp}^2 \cdot Z_{cp}^2 \cdot Q_{cm}^2}{\rho \cdot d_{вн.нкт}^5} (e^{2 \cdot S_{0дин}} - 1)}, \quad (3.22)$$

где  $P_y$  – давление на выходе из НКТ, МПа;

$Q_{cm}$  – объемный расход газожидкостной смеси при СтУ, м<sup>3</sup>/сут.

В выражении (15) параметр  $\rho$  находят из соотношения

$$\rho = \varphi + (1 - \varphi) \cdot \rho_{жс} / \rho_z, \quad (3.23)$$

где  $\rho_{жс}$ ,  $\rho_z$  – плотность жидкости и газа при СтУ, кг/м<sup>3</sup>;

$\varphi$  – истинное газосодержание.

Значения  $S_{0cm}$  и  $S_{0дин}$  находятся из выражений

$$S_{0cm} = 0,03415 \cdot \overline{\rho_z} \cdot H \cdot \rho / (T_{cp} \cdot Z_{cp}), \quad (3.24)$$

$$S_{0дин} = 0,03415 \cdot \overline{\rho_z} \cdot L \cdot \rho / (T_{cp} \cdot Z_{cp}). \quad (3.25)$$

Модели движения продукции по стволу скважины в НКТ и затрубном пространстве между НКТ и эксплуатационной колонной устанавливают зависимости потерь давления между забоем и устьем скважины, основная часть которых приходится на преодоление силы тяжести и на трение о поверхность труб движущейся продукции скважины.

Таким образом, полученные зависимости обеспечивают построение индикаторных кривых движения продукции (газ и жидкость) по стволу скважины.

### 3.2.3 Моделирование насосной откачки пластовой жидкости

#### 3.2.3.1 Моделирование откачки пластовой жидкости электроцентробежным насосом

Возможны два различных способа регулирования подачи по НКТ пластовой жидкости электроцентробежным насосом (ЭЦН). Первый способ - это регулирование изменением частоты вращения вала машины. Данный способ подходит только для тех случаев, когда имеется возможность изменять частоту вращения вала ЭЦН. Второй способ – дроссельное регулирование подачи [116, 51].

ЭЦН – насос, в котором движение жидкости и необходимый напор создаются за счёт центробежной силы, возникающей при воздействии лопастей рабочего колеса на жидкость. Установка ЭЦН включает корпус, погружной электродвигатель, вал, газосепаратор, протектор, фильтр, насосные секции, блок КИП. ЭЦН работает таким образом: электродвигатель вращает вал, приводящий в движение насосные секции. За счет чего пластовая жидкость поступает в НКТ [116, 25].

Дроссель – механический клапан-регулятор проходного сечения канала, изменяющий количество протекающей в канале жидкости. Поскольку наибольшая подача достигается при полностью открытом дросселе (точка  $\alpha$ , рисунок 3.7-б), дроссельное регулирование применяют только с целью уменьшения подачи [116]. Дроссель устанавливается на выходе из насосно-компрессорных труб на устье скважины [38].

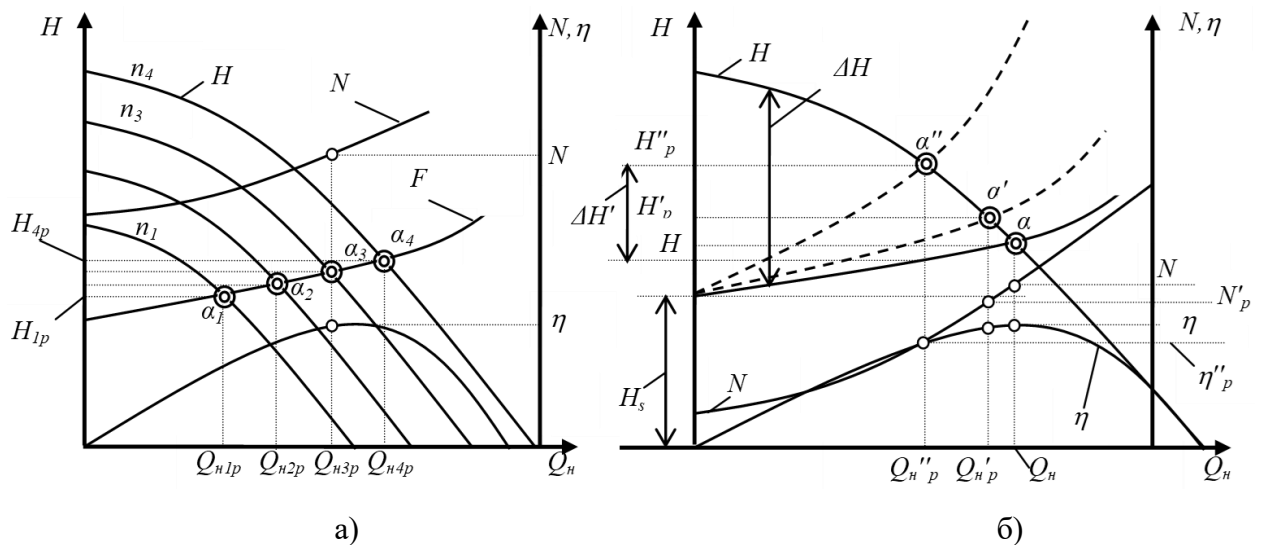


Рисунок 3.7 – Графики регулирования системы откачки пластовой жидкости

Зависимости напора  $H$  от подачи  $Q$  пластовой жидкости [116] при изменении скорости вращения ЭЦН  $n$  (рисунок 3.7-а) и положения дросселя-регулятора  $\alpha$  (рисунок 3.7-б) с учетом характеристик ЭЦН (КПД  $\eta$  и мощность ПЭД  $N$ ) и трубопроводной сети обеспечивают интерактивное моделирование системы ПСШ с целью определения характеристик скважины, расчета дебита газа и оценки динамического уровня жидкости  $H_{дин}$  для управления насосной откачкой пластовой жидкости с дроссельным регулированием [215].



Принципиальная схема компоновки газовой скважины с УЭЦН представлена на рисунке 3.8.

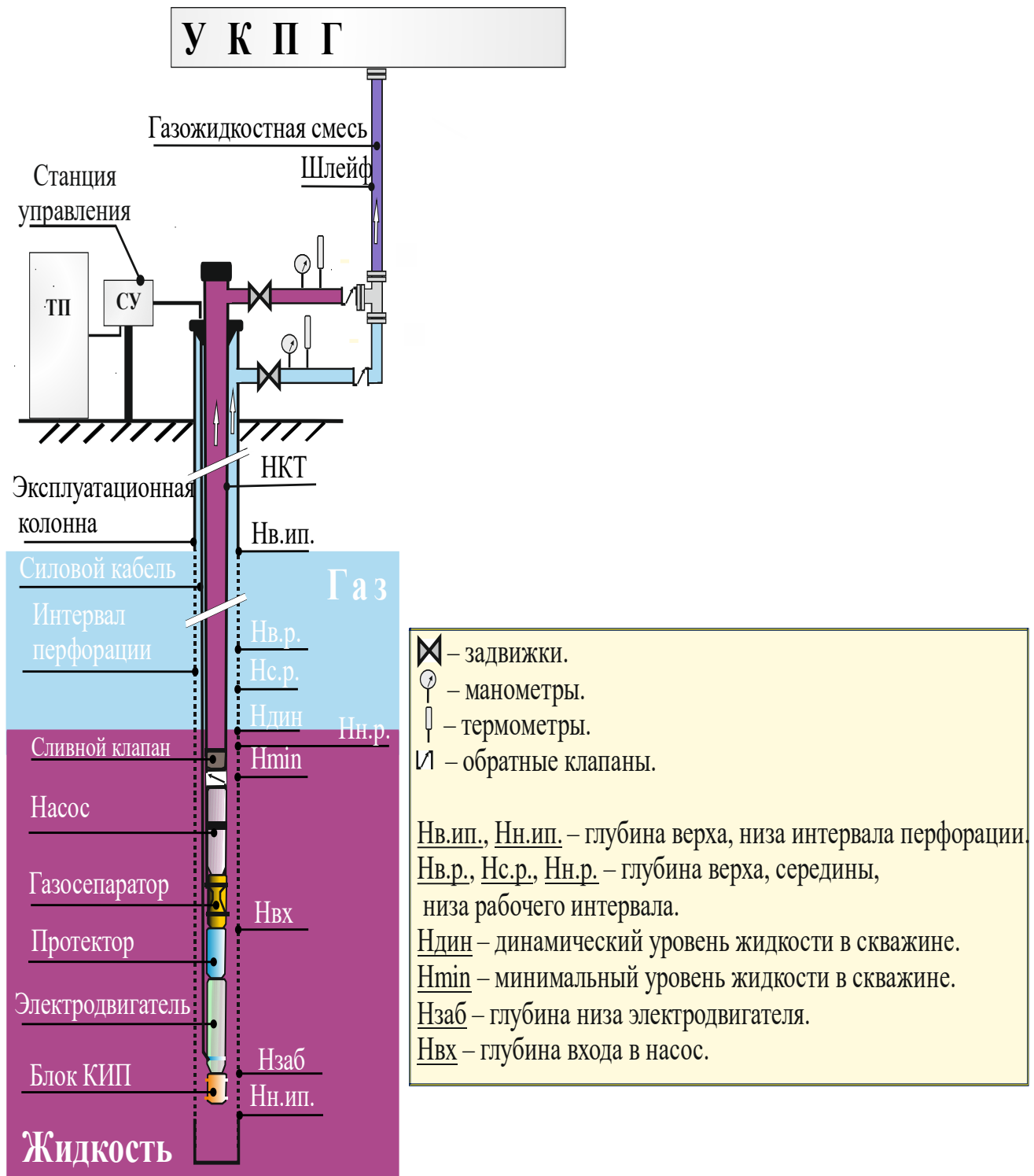


Рисунок 3.8 – Принципиальная схема компоновки газовой скважины с установкой электроцентробежного насоса

При подборе УЭЦН для конкретной скважины определяется требуемое давление нагнетания насоса и соответствующая ему мощность электродвигателя [138].

Давление нагнетания насоса  $P_n$  рассчитывается по выражению [138]

$$P_n = P_{уст} + 1,27 \cdot Q_{жс}^2 \cdot \rho_{жс} \left( \lambda_1 \cdot \frac{L_1}{D_1^5} + \lambda_2 \cdot \frac{L_2}{D_2^5} \right), \quad (3.26)$$

где  $P_{уст}$  - давление на входе в установку, МПа;

$\lambda_1, \lambda_2$  - коэффициенты гидравлического сопротивления шлейфа и НКТ;

$L_1, L_2$  - длина шлейфа и глубина установки насоса от устья скважины, м;

$D_1, D_2$  - диаметры шлейфа и НКТ, мм.

Мощность электродвигателя, необходимая для работы глубинного насоса, определяется по зависимости [116]

$$N_{эл} = \frac{Q_{жс} \cdot (P_{вых} - P_{вх})}{\eta_n \cdot \eta_n \cdot \eta_{эл}}, \quad (3.27)$$

где  $P_{вых}$  - давление на выходе из насоса, МПа;

$\eta_n, \eta_n, \eta_{эл}$  - коэффициенты полезного действия (КПД) насоса, привода насоса и электродвигателя.

Математические модели насосной откачки пластовой жидкости устанавливают зависимость между давлением нагнетания насоса и потерями давления в НКТ и шлейфе при добыче и транспортировке заданного расхода жидкости, что, в свою очередь, позволяет определить требуемую для вращения ступеней электроцентробежного насоса мощность электродвигателя в обводненной газовой скважине.

Модельное значение давления  $P_{дин}$ , соответствующее динамическому уровню жидкости  $H_{дин}$  (рисунок 3.5) в затрубном пространстве скважины при расчете от забоя скважины, определяется по зависимости вида [41]

$$P_{дин} = P_{заб} - \rho_{жс} \cdot (H_{заб} - H_{дин}) / 10^4. \quad (3.28)$$

Для оценки динамического уровня жидкости в затрубном пространстве с учетом откачки пластовой жидкости предложены [215]:

- модель расчета откаченного объема жидкости ЭЦН  $V_{\text{жс}}^H(t)$  ( $\text{м}^3$ )

$$V_{\text{жс}}^H(t) = Q_{\text{жс}}^H \cdot t, \quad (3.29)$$

где  $Q_{\text{жс}}^H$  – текущее значение подачи ЭЦН,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;  $tt$  – шаг итерации процесса моделирования, ч;

- модель расчета изменения уровня жидкости в затрубном пространстве

$$\Delta H_{\text{ж}}(t) = V_{\text{ж}}^H(t) / S_{\text{зат}}, \quad (3.30)$$

где  $S_{\text{тр}} S_{\text{зат}}$  – площадь сечения затрубного пространства,  $\text{м}^2$ ;

- модель расчета забойного давления ( $\text{МПа}/\text{мин}$ )

$$\Delta P(t) = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot \Delta H_{\text{ж}}(t) / 10^3, \quad (3.31)$$

где  $\rho_{\text{ж}}$  – плотность жидкости,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $g$  – ускорение свободного падения,  $\text{м}/\text{с}^2$ .

Забойное давление в (3.120), с учетом откаченного объема пластовой жидкости (3.118), определяется по зависимости:

$$P'_{\text{заб}}(t) = P_{\text{h}} - \Delta P(t), \quad (3.32)$$

Таким образом, для каждой скважины можно оценить эффективность применения технологии добычи газа с насосной откачкой жидкости. На основании оценки эффективности предлагается делать вывод о целесообразности восстановления разработки конкретной скважины. Если моделирование покажет, что применение насосной откачки не позволит вывести скважину на промышленный уровень дебита газа, дальнейшая её разработка прекращается [215].

Для расчёта вязкости используется зависимость Ли и др. [241]

$$\mu = 10^{-4} \cdot K \cdot e^{X \rho^Y}, \quad (3.33)$$

$$\rho = 1,202 \cdot 10^{-3} \frac{P \cdot M}{Z \cdot T}, \quad (3.34)$$

$$K = \frac{(9,379 + 0,01607M) \cdot \left(\frac{9}{5}T\right)^{1,5}}{209,2 + 19,26M + \frac{9}{5}T}, \quad (3.35)$$

$$X = 3,448 + \frac{548}{T} + 0,01009M, \quad (3.36)$$

$$Y = 2,447 - 0,2224X, \quad (3.37)$$

где  $\rho$  – плотность газа, г/см<sup>3</sup>;

$T$  – температура газа, К;

$P$  – давление газа, 0,1 МПа;

$Z$  – коэффициент сверхсжимаемости газа;

$M$  – кажущийся молекулярный вес газовой смеси, г/моль.

Типовые характеристики ступени насоса КПД, мощность, напор задаются в виде полиномов от расхода воды и представлены на рисунке 3.9 [45].

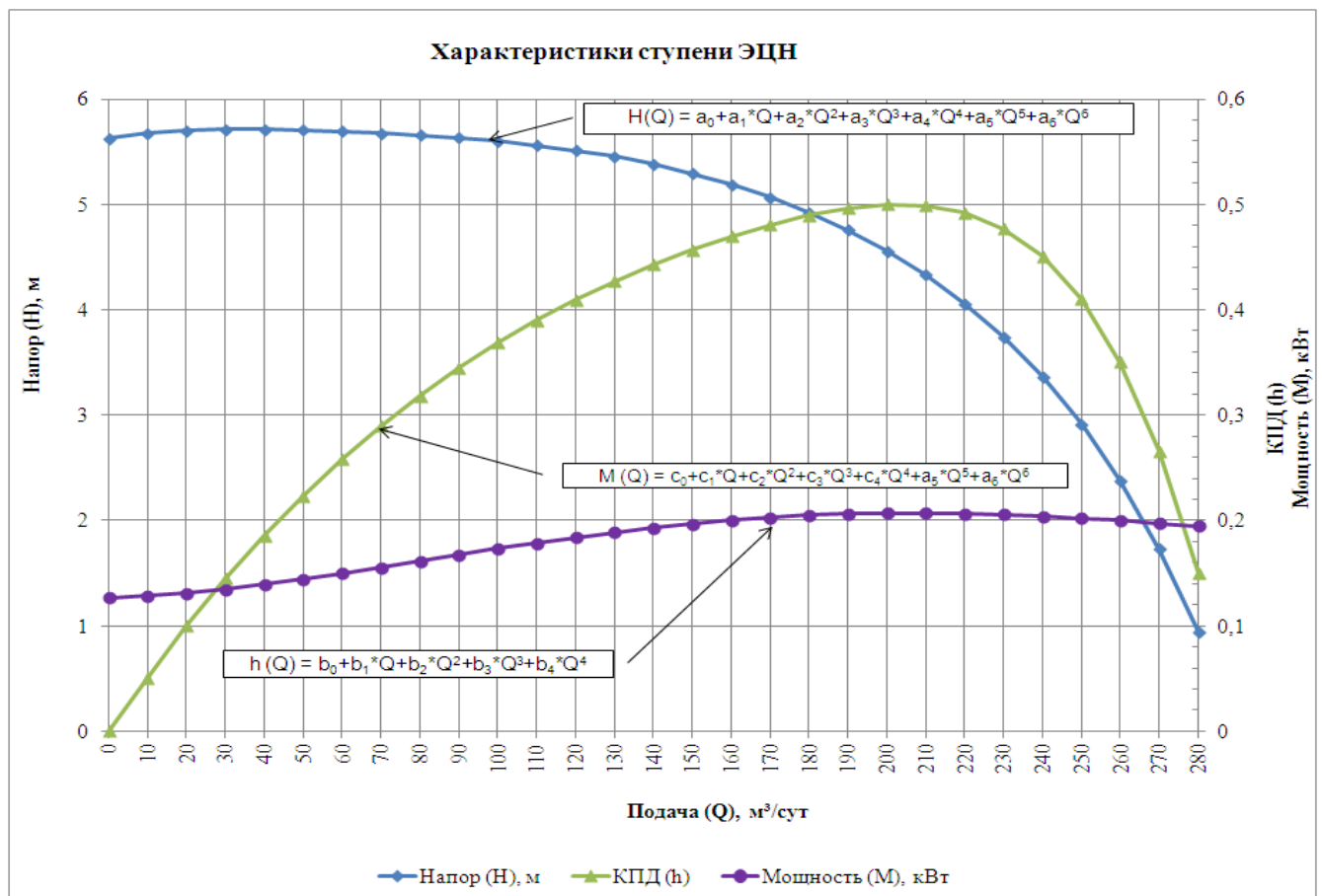


Рисунок 3.9 – Характеристики ступени ЭЦН

На рисунке 3.12 представлены характеристики насоса «Новомет» ЭЦН4-80, описывающие зависимости напора, мощности и КПД от расхода жидкости [275].

Оранжевой областью обозначен рабочий интервал, а оранжевой линией – оптимальные значения параметров работы ступени.

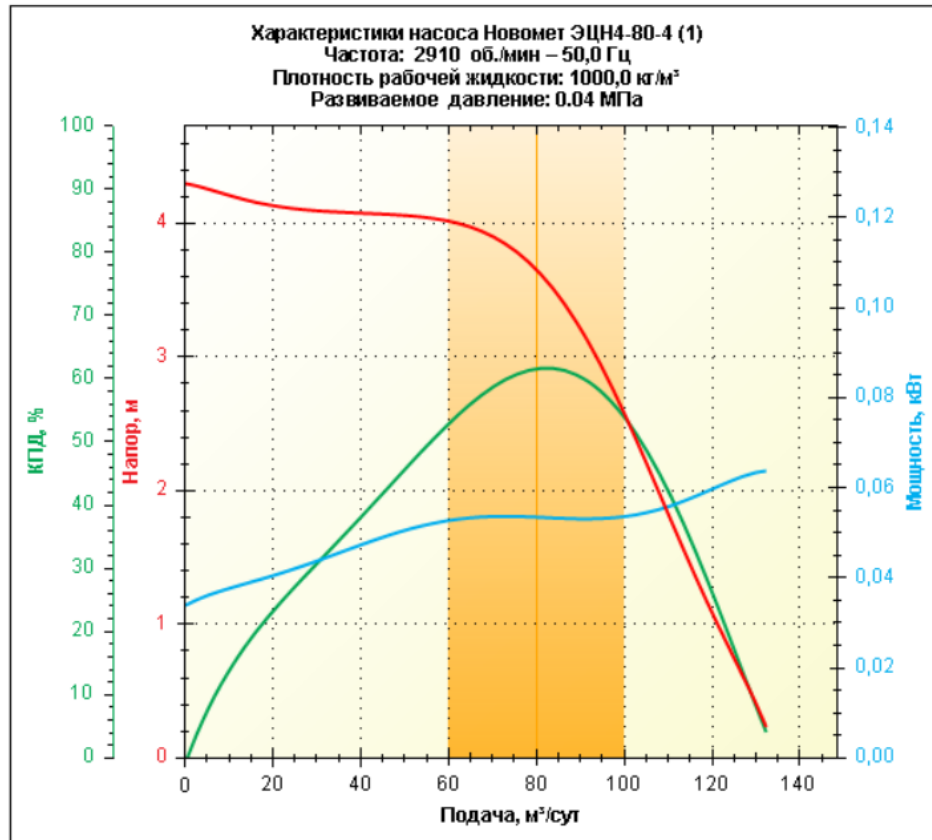


Рисунок 3.10 – Характеристика ступени «Новомет» ЭЦН4-80 [275]

Характеристики ступени насоса ЭЦН4-80 описываются зависимостями:

$$\begin{aligned} \text{КПД}(Q_B) = & 2,831958867E-08 \cdot Q_B^5 - 9,615026928E-06 \cdot Q_B^4 + \\ & 0,00106184982 \cdot Q_B^3 - 0,05175991 \cdot Q_B^2 + 1,888781702 \cdot Q_B - 0,8829321465, \end{aligned} \quad (3.38)$$

$$\begin{aligned} H(Q_B) = & -4,29479450188745E - 15 \cdot Q_B^8 + \\ & 2,04479371647441E - 12 \cdot Q_B^7 - 3,85914363500207E - 10 \cdot Q_B^6 \\ & + 3,75461361940027E - 08 \cdot Q_B^5 - 2,0806363428865E - 06 \\ & \cdot Q_B^4 + 6,45084915348261E - 05 \cdot Q_B^3 - \\ & 0,000876141196622255 \cdot Q_B^2 - 0,00482626227989434 \cdot Q_B \\ & + 4,29996786243097, \end{aligned} \quad (3.39)$$

$$\begin{aligned} N(Q_B) = & -3,044967151E - 10 \cdot Q_B^6 + 1,151283263E - 07 \cdot Q_B^5 - \\ & 1,555897749E - 05 \cdot Q_B^4 + 0,0009020950783 \cdot Q_B^3 - \\ & 0,0226244137 \cdot Q_B^2 - 0,5299752293 \cdot Q_B + 33,86646027. \end{aligned} \quad (3.40)$$

При увеличении количества ступеней в насосе, его характеристики меняются следующим образом

$$H(Q_{\text{с}}) = n \cdot H_{\text{ном}}(Q_{\text{с}}), \quad (3.41)$$

$$N(Q_{\text{с}}) = n \cdot N_{\text{ном}}(Q_{\text{с}}), \quad (3.42)$$

где  $n$  – количество ступеней в насосе

$H_{\text{ст}}$  – напор одной ступени, м;

$N_{\text{ст}}$  – мощность одной ступени, кВт.

Чтобы рассчитать характеристики ЭЦН при изменении частоты используются следующие формулы приведения [45, 147-150]

$$\frac{Q}{Q_{\text{ном}}} = \frac{\nu}{\nu_{\text{ном}}}, \quad (3.43)$$

где  $Q$ ,  $Q_{\text{ном}}$  – переменное и номинальное значения подачи ЭЦН, тыс. м<sup>3</sup>/сут;

$\nu$ ,  $\nu_{\text{ном}}$  – переменное и начальное значение частоты вращения вала ЭЦН, Гц.

$$\frac{H}{H_{\text{ном}}} = \left( \frac{\nu}{\nu_{\text{ном}}} \right)^2, \quad (3.44)$$

где  $H$ ,  $H_{\text{ном}}$  – переменное и номинальное значение напора ЭЦН, м.

$$\frac{N}{N_{\text{ном}}} = \left( \frac{\nu}{\nu_{\text{ном}}} \right)^3, \quad (3.45)$$

где  $N$ ,  $N_{\text{ном}}$  – переменное и номинальное значение мощности ЭЦН, кВт.

На рисунке 3.11 представлены напорные характеристики ступени ЭЦН при изменении частоты вращения вала от 40 Гц до 80 Гц с шагом 10 Гц.

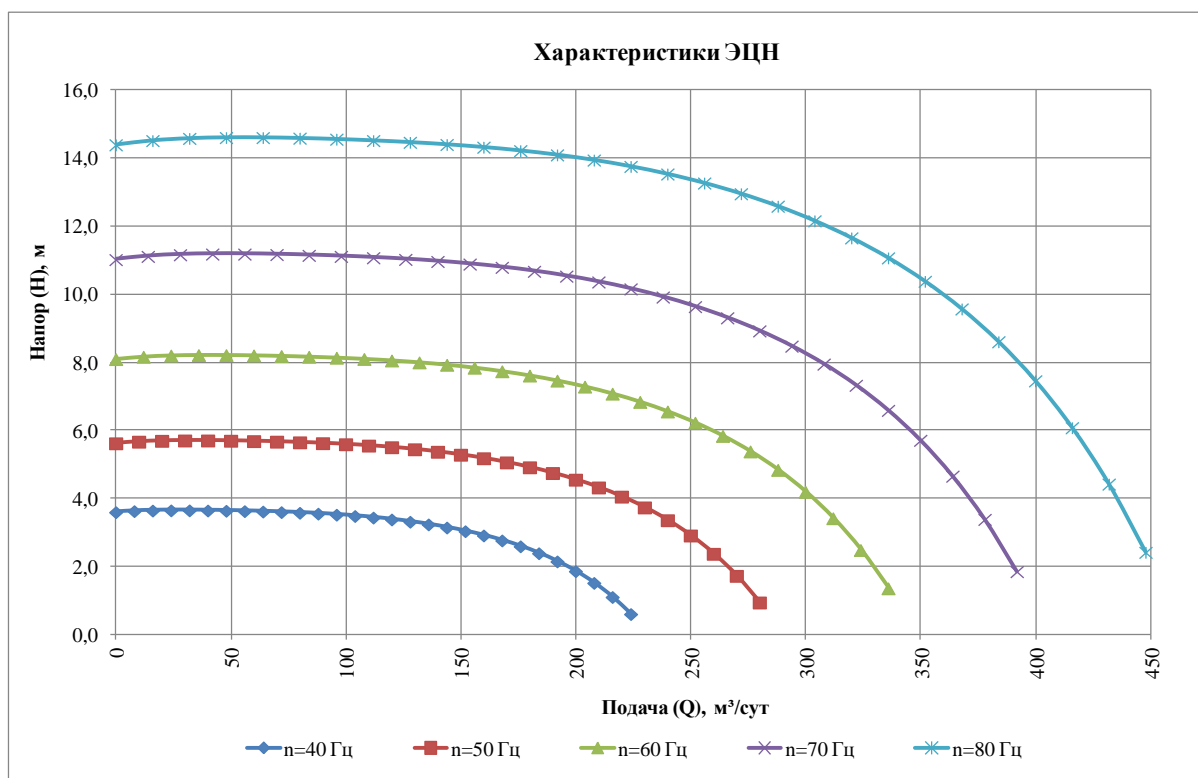


Рисунок 3.11 – Напорные характеристики ступени ЭЦН при изменении частоты вращения вала

ЭЦН так же обладает следующими характеристиками:

$Q_{\text{ном}}$  – номинальная подача, тыс. м³/сут;

$Q_{\text{рек,мин}}, Q_{\text{рек,макс}}$  – рекомендуемые минимальная и максимальная подачи, тыс.м³/сут;

$Q_{\text{доп,мин}}, Q_{\text{доп,макс}}$  – допустимые минимальная и максимальная подачи, тыс.м³/сут;

$d_{\text{ЭЦН,вн}}$  – внешний диаметр ступени ЭЦН, м;

$\nu_6$  – базовая частота ЭЦН, Гц.

Для подбора ЭЦН на вход предоставляется три параметра:

$d_{\text{об.внут}}$  – диаметр обсадной колонны, м;

$Q_{\text{тр}}$  – требуемый расход для откачки всей приходящей к забою воды, м³/сут;

$H_{\text{тр}}$  – требуемый напор для транспортировки жидкости к устью, м.

Первый и второй параметры используются для подбора ступени ЭЦН, третий для определения количества выбранных ступеней.

Критерии подбора ступени ЭЦН:

- 1) Внешний диаметр ступени должен быть меньше внутреннего диаметра обсадной колонны.
- 2) Требуемый расход должен находиться в интервале рекомендуемой подачи ступени.
- 3) Значение частоты вращения вала не должно выходить за интервал от 35 до 200 Гц.
- 4) Количество ступеней не должно превышать 500 штук.

Алгоритм подбора ступени включает в себя алгоритм подбора частоты для конкретной ступени, который проходит по диапазону допустимых частот и вычисляет рекомендуемые интервалы расхода для каждой. Если требуемый расход находится в этом интервале и количество ступеней для обеспечения требуемого напора не будет превышать 500 штук, то данная ступень добавляется в список подобранных насосов. В случае если таких частот несколько, из них выбирается наибольшим соотношением напора к расходу.

Количество ступеней определяется по зависимости

$$n = \frac{H_{тр}}{H_{ном} \left( \frac{v_{раб}}{v_{ном}} \right)^2}, \quad (3.46)$$

где  $H_{ном}$  – напор одной ступени при требуемой подаче и номинальной частоте, можно записать как функцию от дебита  $H_{ном}(Q_{тр})$ .

С помощью приведенных формул определяется забойное давление, а по нему вычисляется дебит газа, жидкости и конденсата. И по полученным значениям подбирается ЭЦН.

Напорная характеристика НКТ строится с помощью формулы:

$$H = H_{дин} + \frac{P_{уст}}{\rho \cdot g} + h_{тр} + \Delta h_{др} - H_{г}, \quad (3.47)$$

Потери давления на штуцере (м):

$$\Delta h_{др} = \Delta h_{вс} + \Delta h_{тр} + \Delta h_{вр}, \quad (3.48)$$

Потери напора на внезапное сужение (м):



$$\Delta h_{\text{вс}} = \xi_{\text{вс}} \frac{v_1^2}{2g} = \xi_{\text{вс}} \frac{8Q^2}{\pi^2 d_1^2 g}, \quad (3.49)$$

где  $v_1$  – скорость потока до штуцера, м/с;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$Q$  – подача ЭЦН, м<sup>3</sup>/с;

$d_1$  – диаметр штуцера, мм;

$\xi_{\text{вс}}$  – коэффициент потерь напора из-за внезапного сужения.

Коэффициент потерь напора из-за внезапного сужения определяется по зависимости:

$$\xi_{\text{вс}} = 0,5 \left( 1 - \frac{S_1}{S_2} \right) = 0,5 \left( 1 - \frac{d_1^2}{d_2^2} \right), \quad (3.50)$$

где  $S_1$  – площадь живого сечения шлейфа, м<sup>2</sup>;

$S_2$  – площадь живого сечения штуцера, м<sup>2</sup>;

$d_1$  – диаметр шлейфа, м;

$d_2$  – диаметр штуцера, м.

Потери напора на внезапное расширение (м):

$$\Delta h_{\text{вс}} = \xi_{\text{вс}} \frac{v_1^2}{2g} = \xi_{\text{вс}} \frac{8Q^2}{\pi^2 d_{\text{шт}}^2 g}, \quad (3.51)$$

где  $v_2$  – скорость потока в штуцере;

$d_{\text{шт}}$  – диаметр штуцера.

Коэффициент потерь напора из-за внезапного расширения определяется по формуле:

$$\xi_{\text{вс}} = 0,5 \left( 1 - \frac{S_2}{S_1} \right) = 0,5 \left( 1 - \frac{d_2^2}{d_1^2} \right), \quad (3.52)$$

Потери напора на трение по формуле Дарси-Вейсбаха (м):

$$\Delta h_{\text{тр}} = \lambda \frac{l_{\text{шт}} v_2^2}{d_2 2g}, \quad (3.53)$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}, \quad (3.54)$$

$$Re = \frac{4Q\rho_{\text{нд}}}{\pi d_2 \mu_{\text{нд}}}, \quad (3.55)$$

С помощью приведенных формул определяется динамический уровень жидкости в затрубном пространстве за определенный интервал времени.

Используя формулы расчета потери напора в НКТ и дросселе, можно определить давление на выходе из скважины (давление в начале шлейфа):

$$P_{\text{вых}} = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot (H_1 - \Delta H). \quad (3.56)$$

Таким образом, предложено развитие математического аппарата моделирования объектов добычи газа, оснащенных электроцентробежным насосом для откачки пластовой жидкости.

### 3.2.3.2 Моделирование откачки пластовой жидкости винтовым штанговым насосом

Винтовые насосы относятся к насосам объёмного типа и обладают рядом характеристик, позволяющих эффективно их применять в обводненных скважинах [136, 219, 235].

Принципиальная схема компоновки газовой скважины с установкой штангового винтового насоса представлены на рисунке 3.12 [147-150].

Насос состоит из движущегося стального ротора в виде простой спирали и неподвижного статора в виде двойной спирали из эластомерного материала. Между ротором и статором формируется ряд герметичных полостей. По мере вращения ротора полости перемещаются, что приводит к проталкиванию жидкости снизу-вверх.  $D$  – диаметр ротора,  $l_{cm}$  – шаг статора, равный по длине двум шагам ротора  $l_{rom}$ . Вращательное движение от наземного механического привода к ротору насоса в УВШН передаётся с помощью насосных штанг [135]. Ротор и статор не являются соосными. Их оси параллельны; расстояние между ними называется эксцентриситетом насоса ( $e$ ). В результате, движение ротора является сложным: в то время как ротор вращается в одном направлении вокруг своей оси, его ось вращается вокруг оси статора в противоположном направлении [219, 45].

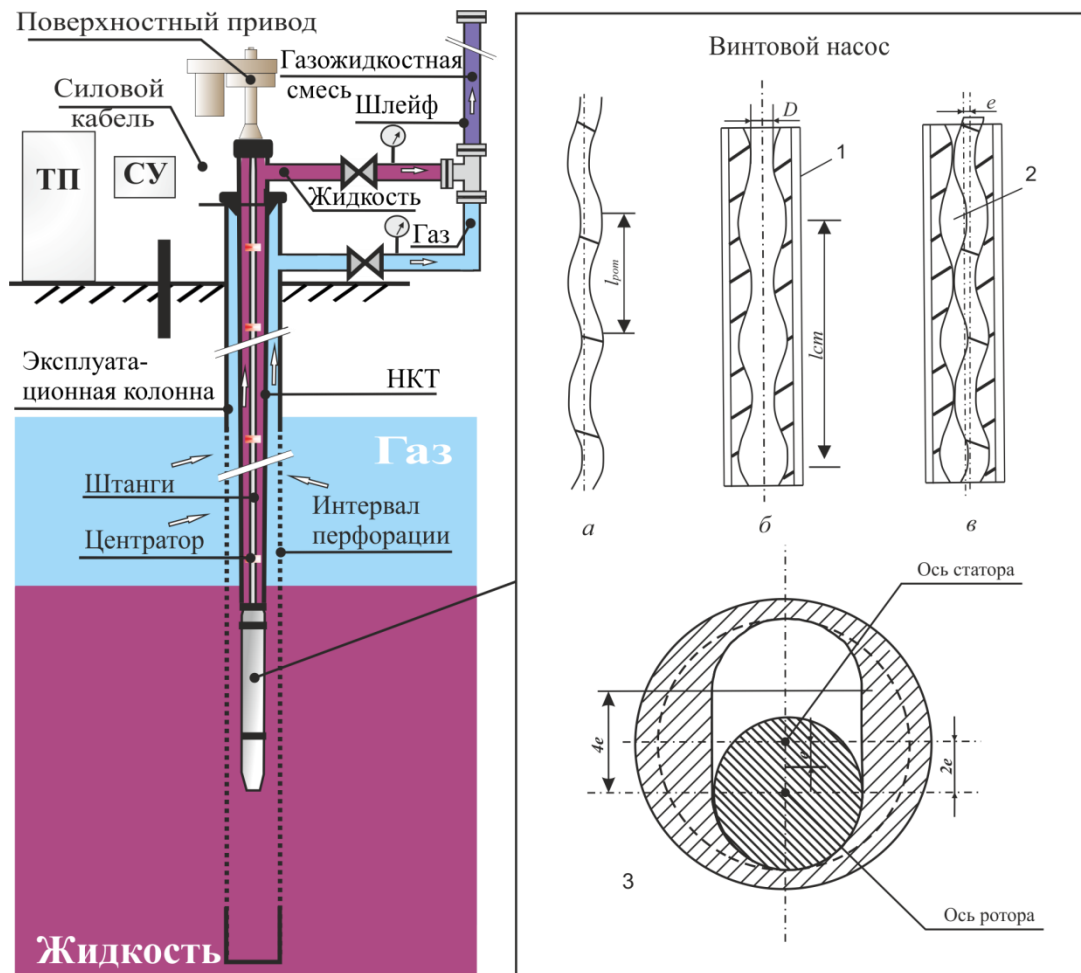


Рисунок 3.12 – Принципиальная схема компоновки скважины с установкой штангового винтового насоса. Поперечное сечение статора и ротора винтового насоса а – ротор; б – статор; в – насос в сборе; 1 – корпус насоса; 2 – полость между статором и ротором

Винтовые насосы позволяют удалять жидкость с механическими примесями, обладающую высокой вязкостью, обеспечивая при этом высокие темпы отбора жидкости и высокий коэффициент полезного действия (КПД). Для работы винтовых насосов требуется относительно низкая температура в скважине, так как существует опасность перегрева. Это приводит к необходимости сепарации газа, так как постоянное проникновение больших объёмов газа приводит к перегреву и повреждению статора. Кроме того, необходимым условием применения винтовых насосов является относительно небольшая глубина скважины – до 2,5 км, при этом рекомендуемая глубина – до 1,5 км. Режим работы насоса может изменяться с помощью регулирования скорости вращения ротора [219, 222].

В [81] отражены основные параметры и характеристики механизированной добычи из скважин винтовыми насосами. На выбор конкретной модели винтового насоса влияют такие параметры скважины, как её глубина и наклон, характеристики обсадной колонны и НКТ, характеристики добычи (планируемая добыча, температура и давление в скважине, статический уровень жидкости, использование химических реагентов при добыче), а также характеристики флюида (его химический состав и физические параметры). К основным характеристикам винтового насоса относят напор; объёмную подачу, которая определяется его рабочим объёмом и частотой вращения ротора; объёмный КПД насоса; выбор посадки ротора в статоре, крутящий момент, мощность насоса и общий КПД насоса - продукт индивидуальных показателей эффективности работы наземного оборудования, приводной колонны и скважинного насоса [219, 222, 45, 81].

Типовые характеристики винтового насоса представлены на рисунке 3.13.

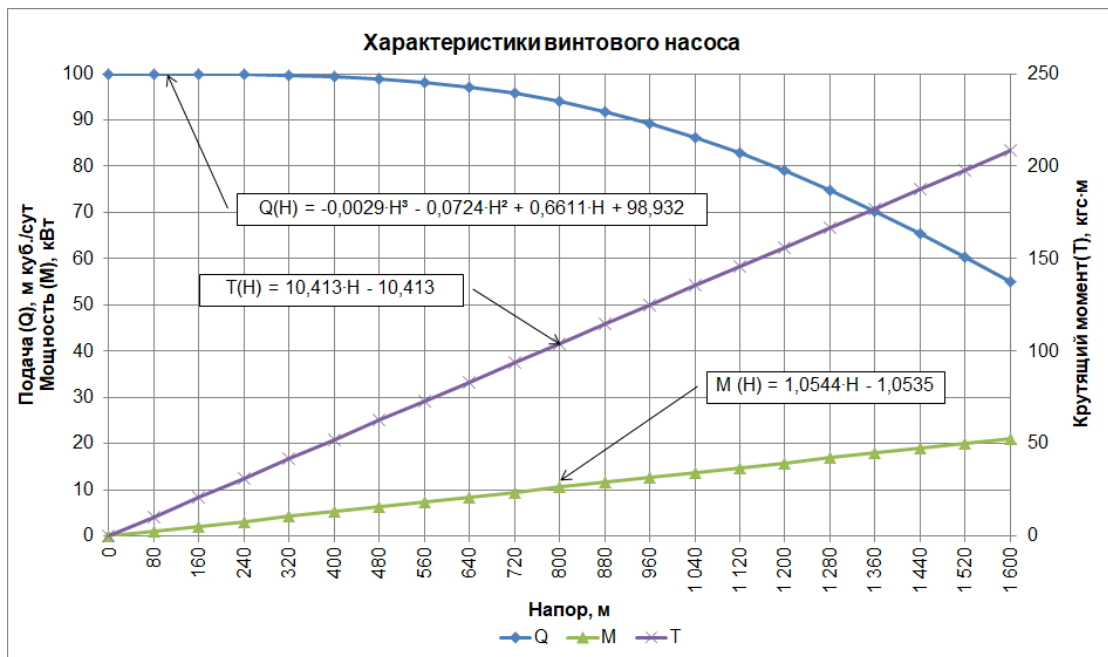


Рисунок 3.13 – Характеристики штангового винтового насоса

Характеристики винтового насоса описываются зависимостями:

$$Q(H) = a_1 \cdot H^3 + a_2 \cdot H^2 + a_3 \cdot H + a_4, \quad (3.57)$$

$$T(H) = b_1 \cdot H + b_2, \quad (3.58)$$

$$M(H) = c_1 \cdot H + c_2, \quad (3.59)$$

где  $H$  – напор;

$Q(H)$  – подача;

$M(H)$  – мощность;

$T(H)$  – крутящий момент;

$a_1, a_2, a_3, a_4, b_1, b_2, c_1, c_2$  – коэффициенты.

Подачу винтового насоса возможно регулировать, изменяя скорости вращения штанги. Характеристики штангового винтового насоса при изменении скорости вращения штанги от 50 об/мин до 500 об/мин представлены на рисунке 3.14.

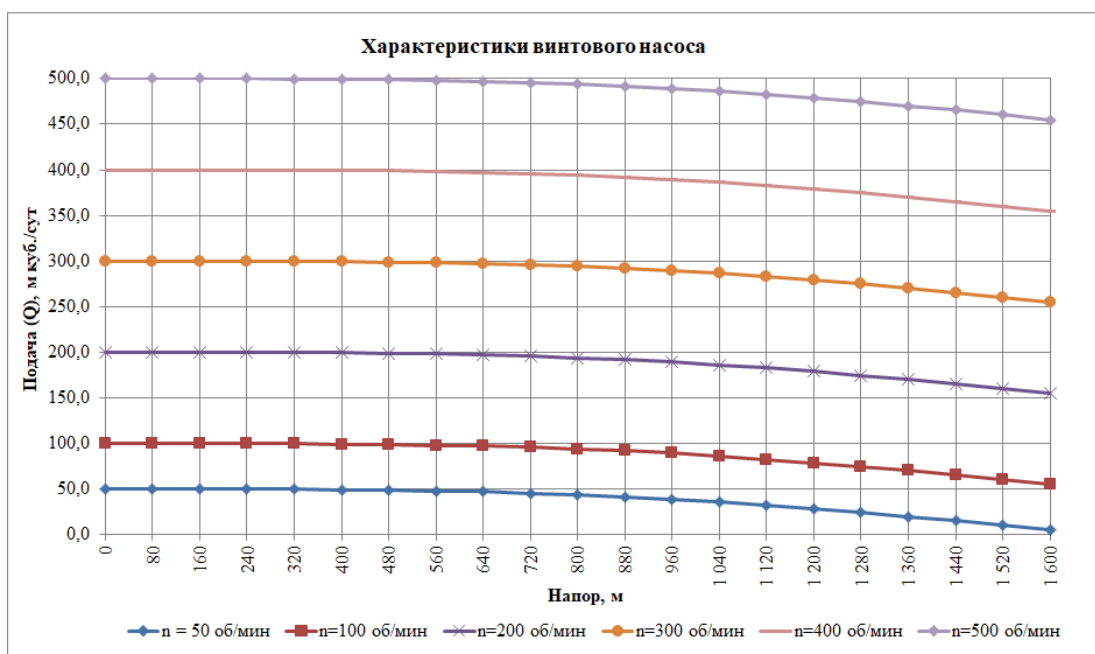


Рисунок 3.14 – Характеристики штангового винтового насоса при изменении скорости вращения штанги

Таким образом, предложено развитие математического аппарата моделирования объектов добычи газа с откачкой пластовой жидкости винтовым штанговым насосом.

### 3.2.4 Моделирование работы газовой скважины с плунжерным лифтом

Применение плунжерного лифта относится к методу механизированной добычи периодического действия, в котором для подъема жидкости с забоя скважи-

ны обычно используется только энергия пласта. Плунжер – это устройство, перемещаемое в насосно-компрессорных трубах (НКТ), состоящее из тела цилиндрической формы с внутренним каналом и шара, выполняющего роль клапана [136, 146, 45].

Плунжер перемещается вверх под действием давления в скважине и под действием силы тяжести возвращается назад к забою. На рисунке 3.15 представлена принципиальная схема компоновки газовой скважины с плунжер-лифтом.

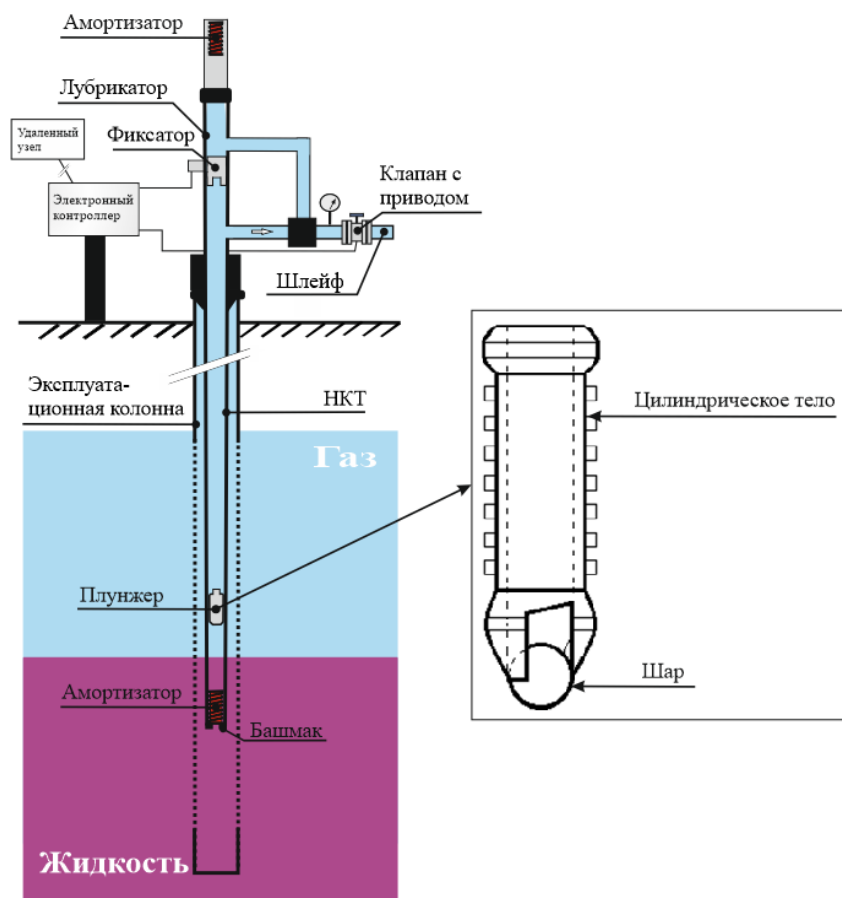


Рисунок 3.15 – Принципиальная схема компоновки газовой скважины с плунжер-лифтом

Плунжер в процессе своей работы делает колебательные движения под действием силы тяжести и давления, перемещаясь по всей длине НКТ.

Принцип работы технологии откачки пластовой жидкости с плунжер-лифтом представлен на рисунке 3.16.

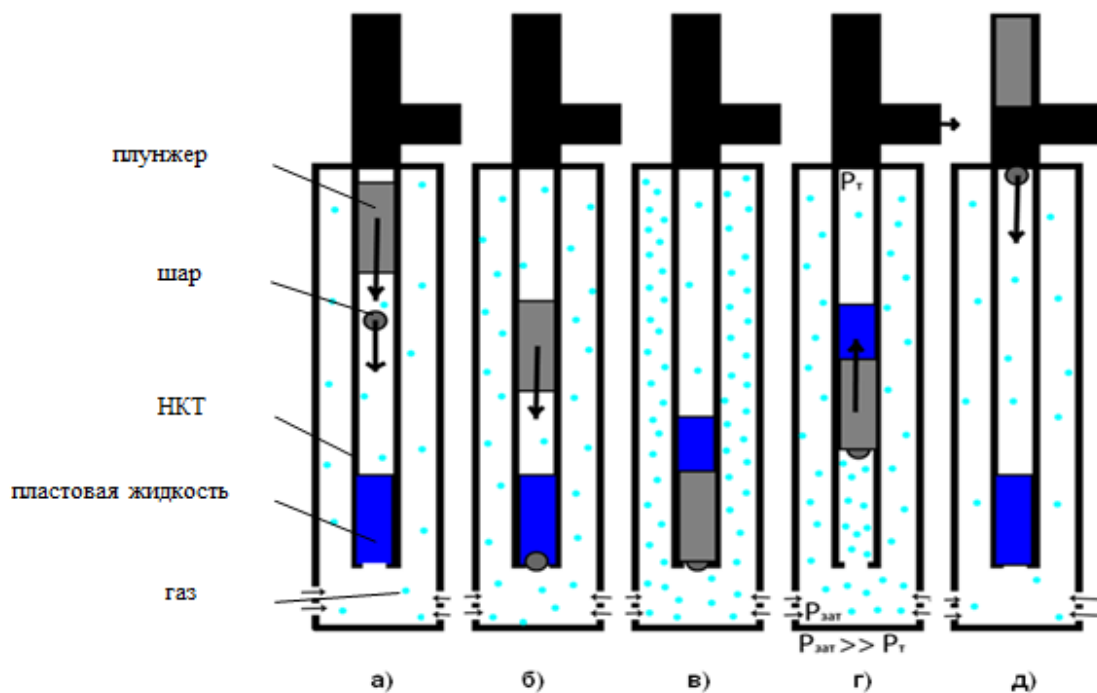


Рисунок 3.16 – Принцип работы плунжер-лифта в обводненной газовой скважине

При скоплении жидкости у башмака НКТ, плунжер опускается на пружину амортизатора, находящийся на забое скважины (рисунок 3.16.а-б). Когда плунжер находится в нижней части НКТ, шар закрывает отверстие НКТ так, что флюиды из затрубного пространства не могут попасть в НКТ (рисунок 3.16.в).

Клапан на устье закрывается, происходит остановка работы скважины, давление в затрубном пространстве нарастает (рисунок 3.16.г). Рост давления зависит от времени остановки скважины, пластового давления и проницаемости пласта. При увеличении затрубного давления  $P_{зат}$  до заданного значения, открывается приводной клапан (рисунок 3.16.д), буферное (устьевое) давление  $P_б$  резко падает ( $P_{зат} \gg P_б$ ), создаётся перепад давлений, необходимый для подъёма плунжера с жидкостью, в затрубном пространстве газ расширяется, толкая вверх плунжер (рисунок 3.16.д). Когда плунжер поднимается до устья, он фиксируется управляемым задерживающим устройством в лубрикаторе (рисунок 3.16.д), при этом газожидкостная смесь поступает в шлейф, жидкость снова скапливается на забое, и цикл повторяется (рисунок 3.16.а-е).

Пригодность плунжерного лифта для скважины определяют следующие параметры: конструкция скважины, газожидкостный фактор, пластовое давление,

ограничение на минимальное буферное давление, скорость роста рабочего давления в затрубном пространстве, связанная с продуктивностью скважины.

Плунжер-лифт является относительно дешёвым методом откачки пластовой жидкости, но затраты могут значительно вырасти при дополнительном оснащении оборудованием для оптимальной работы на скважине. Для сокращения дополнительных затрат, существуют методы прогнозирования, задачей которых является определение для заданной скважины наиболее эффективной плунжерной системы или обоснование, почему данная система не может быть использована.

В [136] выделяются следующие методы прогнозирования:

- 1) Приблизительная оценка газожидкостного фактора.
- 2) Номограммы для оценки пригодности.
- 3) Узловой анализ.

Модель вычисления забойного давления при статическом режиме:

$$P_{\text{заб}} = P_y \cdot e^s, \quad (3.60)$$

Определение параметров  $s$  и  $s_0$ :

$$s = 0,03415 \cdot \overline{\rho}_r \cdot L / (T_{\text{ср}} \cdot Z_{\text{ср}}), \quad (3.61)$$

$$s_0 = 0,03415 \cdot \overline{\rho}_r \cdot L \cdot \rho / (T_{\text{ср}} \cdot Z_{\text{ср}}), \quad (3.62)$$

где  $\overline{\rho}_r$  – относительная плотность газа;

$\rho$  – параметр, связанный с истинным газосодержанием;

$L$  – длина трубы, м.

Цикл работы плунжер-лифта делится на три части: восстановление забойного давления, подъем плунжера, добыча газа.

Для определения забойного давления, требуемого для поднятия плунжера вместе с жидкостной пробкой, находится минимальное давление в обсадной колонне в момент, когда плунжер и жидкостная пробка приходят к устью

$$P_{\text{зат, мин}} = (14,7 + P_{\text{плун}} + P_{\text{вод}} \cdot V_v) \cdot (1 + \frac{L}{K}), \quad (3.63)$$

где  $P_{\text{плун}}$  – давление, необходимое для подъема плунжера 0,007 МПа;



$P_{\text{вод}}$  – давление, необходимое для подъема 0,158987 м³ жидкости и преодоления силы трения, 0,007 МПа;

$K$  – коэффициент, учитывающий трение газа под плунжером.

$$V_{\text{в}} = h \cdot \frac{\pi d^2}{4}, \quad (3.64)$$

где  $h$  – высота водяной пробки, м;

$d$  – внутренний диаметр НКТ, м;

Затрубное давление в момент нахождения плунжера на забое:

$$P_{\text{зат, макс}} = \frac{A_{\text{зат}} + A_{\text{НКТ}}}{A_{\text{зат}}} P_{\text{зат, мин}}, \quad (3.65)$$

где  $A_{\text{зат}}$  – поперечное сечение затрубного пространства, м²;

$A_{\text{НКТ}}$  – поперечное сечение трубного пространства, м².

За счет разницы этих давления выполняется работа по перемещению плунжера к устью скважины. Теперь по формуле барометрического нивелирования находится забойное давление в момент, когда плунжер на забое. При данном давлении открывается приводной клапан (далее давление открытия).

$$P_{\text{отк}} = P_{\text{зат, макс}} \cdot e^s, \quad (3.66)$$

Как описано выше, цикл делится на три части, при добыче газа на забое накапливается жидкость, чем и обуславливается падение забойного давления.

Давление  $P_{\text{доб}}$ , создавшееся на забое сразу, как только плунжер попал в лубрикатор и забой стал связан со шлейфом, определяется по зависимости

$$P_{\text{доб}} = \sqrt{P_{\text{у}}^2 \cdot e^{2 \cdot s_0} + \frac{1,413 \cdot 10^{-12} \cdot K_{\text{г}} \cdot \lambda_{\text{г}} \cdot T_{\text{ср}}^2 \cdot Z_{\text{ср}}^2 \cdot Q_{\text{ср}}^2 \cdot (e^{2 \cdot s_0} - 1)}{\rho \cdot d_{\text{вн.НКТ}}^5}}, \quad (3.67)$$

Давление, при достижении которого приводной клапан закрывается назовем давление закрытия. Накопившаяся на забое жидкость создает противодействия, тем самым создается разница между давлением  $P_{\text{доб}}$  и давлением  $P_{\text{закр}}$

$$P_{\text{доб}} - P_{\text{закр}} = \rho g h, \quad (3.68)$$

После того, как скважина закрывается, происходит восстановление забойного давления по следующей зависимости

$$\ln[P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2(t)] = \alpha_1 + \beta_1 t, \quad (3.69)$$

По данной зависимости определяется время необходимое для восстановления давления с давления закрытия до давления открытия

$$t_3 = \frac{\ln(P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{отк}}^2) - \alpha_1}{\beta_1} - \frac{\ln(P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{закр}}^2) - \alpha_1}{\beta_1}, \quad (3.70)$$

Находится среднее забойное давление в промежутке времени интервала добычи, и, используя его, определяются средний приток газа и жидкости к забою в этом интервале времени. Следует учитывать, что данные дебиты не учитывают время простоя скважины и подъёма плунжера, и показывают то, сколько был бы приток, если ли скважина работала бы целые сутки в режиме добычи с заданным средним забойным давлением.

$$P_{\text{пл}} - P_{\text{ср}} = A \cdot Q_{\text{в,ср}} + B, \quad (3.71)$$

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{ср}}^2 = aQ_{\text{г,ср}} + b \cdot Q_{\text{г,ср}}^2, \quad (3.72)$$

где  $Q_{\text{г,ср}}$  приток газа, тыс.м<sup>3</sup>/сут;

$Q_{\text{в,ср}}$  приток воды, м<sup>3</sup>/сут;

$$P_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{доб}} + P_{\text{закр}}}{2}, \quad (3.73)$$

По скорости притока жидкости и по объему жидкостной пробки находится время добычи

$$t_1 = \frac{V_{\text{в}}}{Q_{\text{в,ср}}}, \quad (3.74)$$

По скорости движения плунжера и по длине НКТ находится время подъёма плунжера, скорость принимаем равной 230 м/мин

$$t_2 = \frac{L}{v} \cdot 60 \cdot 24, \quad (3.75)$$

Количество циклов в сутки

$$n = \frac{1}{t_1 + t_2 + t_3}, \quad (3.76)$$

Находится дебит газа и воды обводненной газовой скважины при  $n$  циклах работы плунжерного лифта в сутки

$$n = \frac{1}{t_1 + t_2 + t_3}, \quad (3.77)$$

$$Q_{в,сут} = Q_{в,ср} \cdot n, \quad (3.78)$$

$$Q_{г,сут} = Q_{г,ср} \cdot n, \quad (3.79)$$

Неизвестные параметры:  $h, t_1, t_3, n, Q_{г,сут}, Q_{в,сут}$ , известные  $t_2$ .

При моделировании фонтанной скважины определяются:  $P_{доб}, Q_{г,макс}, Q_{в,макс}$ .

Таким образом, предложен математический аппарат моделирования объектов добычи газа с откачкой пластовой жидкости плунжер-лифтом.

### 3.2.5 Моделирование работы газовой скважины с концентрической лифтовой колонной

В качестве одного из СОЖ объектов добычи газа в условиях обводнения может быть использована технология добычи газа с КЛК [188, 210, 45, 30].

Принципиальная схема компоновки газовой скважины с плунжер-лифтом представлена на рисунке 3.17.

1) Вычисление забойного давления в статике:

$$P_{заб} = P_{зт} \cdot e^S, \quad (3.80)$$

где  $P_{зт}$  – давление газа на устье в МКП (газ движется по ЦЛК), МПа;

$S$  – показатель (безразмерный), определяется по зависимости:

$$S = \frac{0,03415 \cdot q \cdot L}{Z_{ср} \cdot T_{ср}}, \quad (3.81)$$

где  $L$  – длина ОЛК, м;

$q$  – относительная плотность газа;

$Z_{cp}$  – средний по стволу коэффициент сверхсжимаемости газа, который находится по зависимости:

$$P = \frac{2}{3} \left( P_1 + \frac{P_{2k}^2}{P_1 + P_{2k}} \right), \quad (3.82)$$

где  $P_{гол}$  – давление на устье, МПа;

$T_{cp}$  – средняя по стволу температура газа, К, находится по зависимости:

$$T_{cp} = \frac{T_{гол} + T_{заб}}{2}, \quad (3.83)$$

где  $T_{гол}$ ,  $T_{заб}$  – температура на устье и забое скважины, К.

2) При движении газа по ЦЛК забойное давление определяется по зависимости:

$$P_{заб} = \sqrt{P_{гол}^2 \cdot e^{2S} + \xi \cdot Q_{г}^2}, \quad (3.84)$$

где  $Q_{г}$  – дебит газа, тыс. м<sup>3</sup>/сут;

$P_{гол}$  – давление на устье, МПа;

$\xi$  – коэффициент, находится по зависимости:

$$\xi = 1,337 \cdot \lambda \cdot \frac{Z_{cp}^2 \cdot T_{cp}^2}{d_{вн}^5} (e^{2S} - 1), \quad (3.85)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления, безразмерный;

$d_{вн}$  – внутренний диаметр ЦЛК, мм.

Таким образом, забойное давление определяется по зависимости:

$$P_{заб} = \sqrt{P_{гол}^2 \cdot e^2 + 1,337 \frac{T_{cp}^2 \cdot Z_{cp}^2 \cdot (D_{кол}^2 + d_n^2 + d_{вн}^2)}{(D_{кол}^2 - d_n^2 + d_{вн}^2)} \cdot (e^{2S} - 1) \cdot Q_{гпу}^2}, \quad (3.86)$$

где  $D_{кол}$  – внутренний диаметр ОЛК, мм;

$Q_{гпу}$  – дебит газа, после удаления жидкости из ЦЛК, тыс. м<sup>3</sup>/сут, определяется по формуле:

$$Q_{гпу} = \frac{\sqrt{[P_{пл}^2 - P_{гол}^2 e^{2S} - c] \cdot [b + Z_{cp}^2 (E^{2S} - 1)] \cdot 4 + a^2 - a}}{2 \cdot [b + Z_{cp}^2 (E^{2S} - 1)]}. \quad (3.87)$$

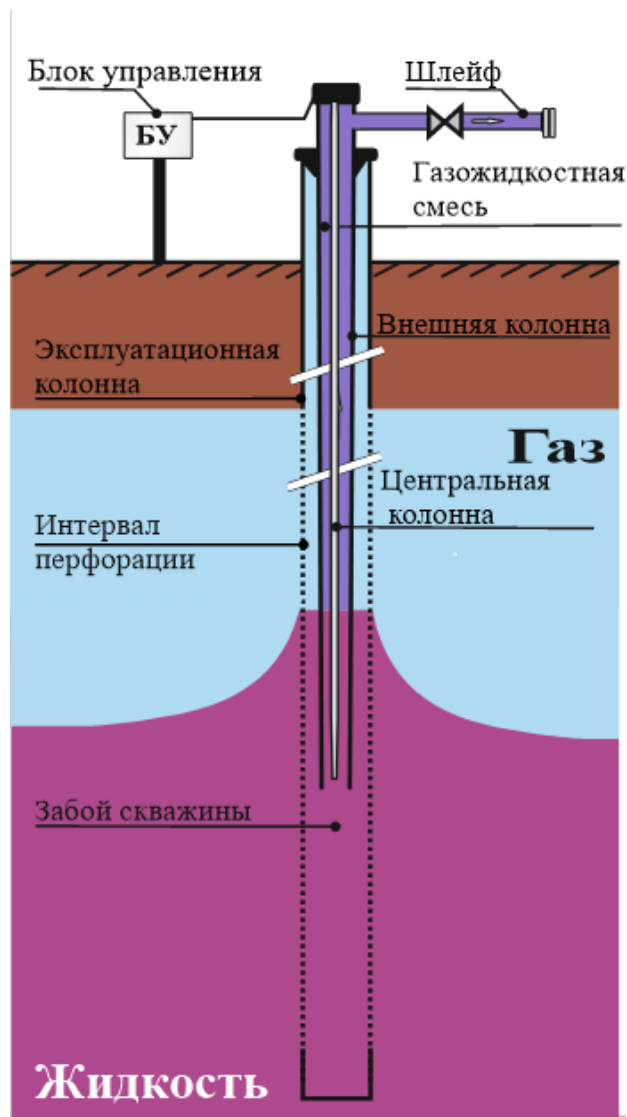


Рисунок 3.17 – Принципиальная схема компоновки газовой скважины с КЛК

КЛК состоит из двух лифтовых колонн: основной (ОЛК) и вставленной в нее центральной (ЦЛК). Колонны в нижней части сообщаются друг с другом. Пространство между ОЛК и ЦЛК представляется собой межтрубное кольцевое пространство (МКП) [188].

При эксплуатации скважины с КЛК пластовый флюид на забое разделяется на два потока. Первый поток газа поднимается по ОЛК, второй – по МКП.

КЛК используют при значении дебита газа меньше критического, при котором скорости потока газа недостаточно для выноса всей жидкости из скважины, что приводит к остановке скважины в результате самозадавливания [47, 45, 56].

Диаметры труб ОЛК и ЦЛК подбирают таким образом, чтобы дебит газа в рабочем диапазоне изменения давления в промысловом шлейфе в 1,5 раза превышал критический дебит газа.

Таким образом, предложен математический аппарата моделирования объектов добычи газа с откачкой пластовой жидкости с помощью КЛК.

### 3.2.6 Моделирование живучести объектов добычи газа

Данный раздел посвящен разработке математического аппарата АСНИ, необходимого для оценки показателей живучести объектов добычи газа (серый блок РПЖ на рисунок 2.4.6) [47, 55].

#### 3.2.6.1 Показатели живучести объектов добычи газа

Живучесть объектов добычи газа предлагается оценивать по аналогии с методом, применяемым для внешнего проектирования целенаправленных процессов и целеустремленных систем [178], по трем показателям: результативности, ресурсоемкости и длительности использования СОЖ в условиях неблагоприятных воздействий, уровень которых превышает проектные [214]. Отсюда, СОЖ необходимы для достижения цели функционирования системы – сохранять потенциальные возможности объекта добычи газа в условиях неблагоприятных воздействий. При этом предполагается, что скважина является надежным техническим объектом: конструкция и эксплуатация скважины соответствует всем требованиям промышленной безопасности, все оборудование исправно.

Коэффициент живучести объекта добычи газа определяется выражением:  

$$S=f(Y_p, Y_r, Y_d).$$

Результативность  $Y_p$  – свойство системы, характеризует процесс добычи газа и обуславливается объемом добытого газа.

Ресурсоемкость  $Y_r$  – свойство системы, характеризует эффективность использования ресурсов в процессе добычи газа в условиях неблагоприятных воздействий.

Длительность использования СОЖ  $Y_d$  – свойство системы, характеризующее период времени применения СОЖ в условиях неблагоприятных воздействий.

Ресурсозатраты  $R$  - потребные ресурсы, которые необходимы для эксплуатации скважин (в том числе на реализацию СОЖ) и функционирование АСНИ за определенный период времени.

Определены ресурсы для реализации объекта добычи газа с СОЖ и АСНИ (таблица 3.1) [178].

Таблица 3.1 – Используемые ресурсы

Тип ресурса	Описание
Сырьевой	Объем газлифтного газа для закачки.
Структурно-параметрический	Вычислительный кластер АСНИ, система хранения данных, автоматизированная система управления технологическим процессом, контрольно-измерительные приборы, инфраструктура для реализации технологии добычи с УЭЦН, УШВН, автоматики плунжер-лифта, КЛК, инфраструктура для очистки и утилизации пластовой жидкости.
Энергетический	Электропитание УЭЦН, УШВН, автоматики плунжер-лифта, КЛК, компрессоров газлифтного газа и др.
Технический	Скважины, промысловые шлейфы, система предварительной подготовки углеводородного сырья.
Технологический	Расход ингибиторов коррозии и гидратообразования и др.
Информационный	Необходимая информация для контроля, мониторинга и управления технологическим процессом добычи, структура ее хранения, дискретность обновления.
Временной	Время, необходимое для выполнения операции, время для принятия управленческих решений.
Трудовой	Количество специалистов и руководителей для обслуживания системы (операторы, отдел моделирования, геологи, разработчики месторождений, технологи, специалисты по автоматизации, инженеры сервисной службы).

Проектные значения показателей (индекс  $_{np}$ ) – значения показателей работы объекта добычи газа согласно технологической проектной документации на разработку месторождения (с проектным уровнем неблагоприятного влияния обводнения скважин или без учета обводнения).

Фактические значения показателей (индекс  $_{ф}$ ) – значения показателей работы объекта добычи газа согласно геолого-технической отчетной документации на определенный момент времени, характеризуют историю работы скважины.

Расчетные (прогнозные) значения показателей (без индекса) – прогнозные значения, рассчитанные с помощью АСНИ с учетом неблагоприятных воздействий, уровень которых превышает проектные.

Разработана математическая зависимость для определения коэффициента живучести ОДГ [45, 55]:

$$S = \begin{cases} S = 0, Q_g < Q_{gmp}; \\ S = 1, Q_g = Q_{gmp}; \\ S = Y_p \left( Q_g \left( \begin{matrix} Pr_{res}, Pr_w, P_{пл} (Q_{гн}; Q_{гдр}) \\ P_{заб} (P_y, Q_{жс}, P_{зат}) \\ T_{пл}, T_{заб}, T_y, H_{дин} \end{matrix} \right) \right) / \overline{Y_r(Q_{жн}, E(t))} \cdot \overline{Y_d(E(t))} \cdot \overline{\Delta P_{пл}}, \end{cases} \quad (3.88)$$

где  $\overline{Y_r}, \overline{Y_d}, \overline{\Delta P_{пл}}$  – нормализованные относительно проектных значений расчетные значения показателей: ресурсоемкости, времени эксплуатации скважины и изменения пластового давления;

$Q_g, Q_{жс}$  – дебиты газа и пластовой жидкости;

$P_y, P_{зат}$  – давление на устье (трубное и затрубное);

$Pr_{res}, Pr_w$  – параметры пласта, конструкции и оборудования скважины;

$P_{пл}, P_{заб}, P_y, P_{зат}$  – давление пластовое, забойное, устьевое (трубное и затрубное);

$Q_{гн}, Q_{жс}$  – накопленная добыча газа и пластовой жидкости;

$T_{пл}, T_y, T_{зат}$  – температура пластовая, забойная и устьевая;

$H_{дин}$  – динамический уровень жидкости в затрубном пространстве скважины;

$E(t)$  – параметры используемого СОЖ  $E$  во времени  $t$ .

Если дебит газа меньше рентабельного дебита газа, то живучесть скважины равна нулю.

Если дебит газа соответствует проектному дебиту, то живучесть скважины максимальная и равна единице.

Иначе живучесть рассчитывается по третьей зависимости в системе уравнений 3.88.

Максимальная накопленная добыча газа «сухой» скважины может быть равна извлекаемым запасам газа  $Q_{гдр}$ , дренируемых скважиной.



На рисунке 3.18 представлена динамика коэффициента живучести скважины:  $S_{np}$  – проектного,  $S_{\phi}$  – без использования СОЖ,  $S$  – с управляющим воздействием (применением СОЖ).

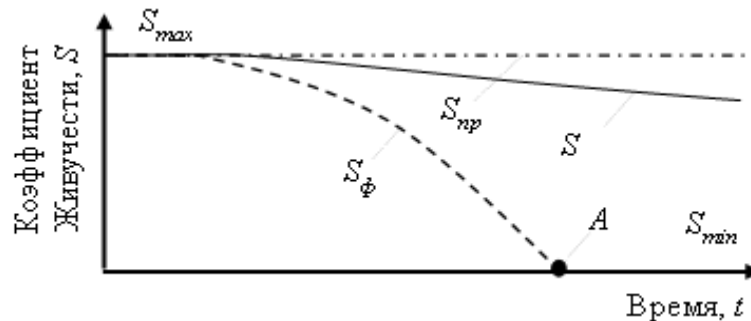


Рисунок 3.18 – Динамика коэффициента живучести скважины

Без применения СОЖ из-за самозадавливания пластовой жидкостью коэффициент живучести скважины может снизиться до значения  $S_{min}$ , при котором эксплуатация скважины становится нерентабельной.

Минимальный рентабельный (промышленный) дебит газа  $Q_{гпр}$  – суточная добыча газа, обеспечивающая компенсацию ресурсозатрат на эксплуатацию скважины с СОЖ, то есть равны чистому доходу от реализации добытой продукции  $M$ :  $R=M$ .

Накопленная добыча газа  $O_{гн}$  – объем газа, добытый из скважины за определенный период времени.

Фактическое (расчетное) значение показателя результативности объекта добычи газа  $Y_{pf}$  ( $Y_p$ ) определяется как отношение фактического (прогнозного) накопленного объема добываемого газа за время  $t$   $Q_{gf}$  ( $Q_g$ ) к проектному  $Q_{gpr}$ :  $Y_{pf} = Q_{gf}(t) / Q_{gpr}(t)$ ,  $Y_p = Q_g(t) / Q_{gpr}(t)$ .

Ресурсоемкость  $Y_r$  определяется как отношение ресурсозатрат и объема добытого газа за время  $t$ :  $Y_r = R(t) / Q_g(t)$ .

Длительность использования СОЖ:  $Y_d = \Delta t$ .

В результате обводнения скважины происходит ухудшение фильтрационных свойств пласта.

На рисунке 3.19 представлена динамика показателей работы скважины без учета обводнения и с применением СОЖ при обводнении.

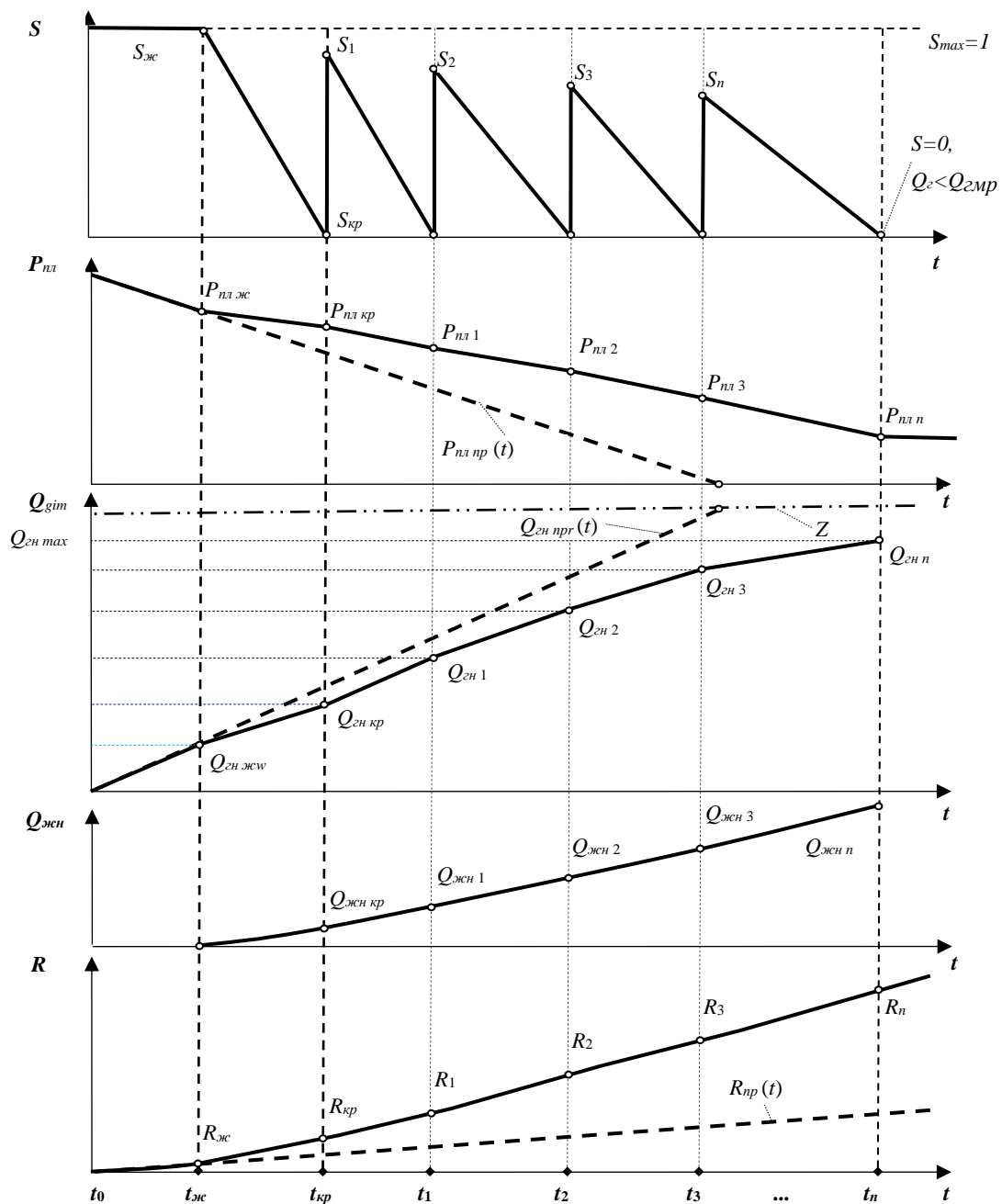


Рисунок 3.19 – Показатели работы газовой скважины в условиях обводнения

Показатели скважины включают:  $S$  – коэффициент живучести,  $P_{пл}$  – пластовое давление (определяется из уравнения материального баланса (Б.18)),  $Q_{гн}$  – накопленная добыча газа;  $Q_{жн}$  – накопленная добыча пластовой жидкости,  $R$  – ресурсозатраты. В момент времени  $t_0$  начинается эксплуатация скважины, в  $t_{жс}$  – начинается обводнение скважины, в  $t_{кр}$  – окончание работы скважины фонтаном,

начало эксплуатации скважины с первой компоновкой СОЖ, в  $t_1 \dots t_n$  – заканчивается период использования  $1 \dots n$  компоновки СОЖ.

Показатели  $S$ ,  $P_{пл}$ ,  $Q_{гн}$ ,  $Q_{жсн}$ ,  $R$  с соответствующими индексами характеризуют работу скважины в моменты времени  $t$ , отмечены на графиках, представленных сплошными линиями на рисунке 3.19.

Графики показателей (жирные пунктирные линии на рисунок 3.19)  $P_{пл пр}(t)$ ,  $Q_{гн пр}(t)$ ,  $R_{пр}(t)$  характеризуют работу «сухой» скважины – проектные значения показателей.

Для характеристики работы скважины в условиях обводнения необходимо уточнить определения некоторых понятий.

Величина неблагоприятного воздействия обводнения ( $Q_{жс}$ ) – дебит пластовой воды, который поступает на забой скважины  $Q_{жс} = Q_{жсн} / Y_d$ .

Время работы скважины  $t_{от}$  – время фактической работы скважины за определенный промежуток времени. Включает время вывода скважины на стационарный режим работы и время стационарного режима работы скважины.

Календарное время  $t_{кт}$  – максимально возможное время работы скважины за определенный промежуток времени.

Время простоя скважины  $t_{рт}$  – время, когда скважина не работает, включает время проведения ремонтных работ, время исследований, время остановки скважины при периодической эксплуатации.

Коэффициент эксплуатации скважины ( $K_o$ ) – отношение времени работы скважины  $t_{от}$  к календарному времени  $t_{кт}$ :  $K_o = t_{от} / t_{кт}$ .

Период промышленной эксплуатации скважины – период эксплуатации скважины, во время которого обеспечивается поддержание промышленного дебита газа.

Оперативная продолжительность восстановления работы скважины – время проведения операций по восстановлению работоспособности скважины. Это время включает время на смену компоновки СОЖ на скважине, время освоения скважины (вывод на установившийся режим работы).

Оперативная трудоемкость восстановления скважины – сумма затрат времени всех участвующих в восстановлении работоспособности скважины исполнителей.

Работоспособность скважины – свойство, определяющее способность скважины поддерживать дебит газа выше минимального рентабельного дебита газа.

Восстанавливаемость скважины – свойство, определяющее возможность вернуть работоспособность при использовании СОЖ.

Жизнеспособность скважины – свойство, определяющее способность поддерживать промышленный дебит газа,  $S > 0$ .

Нежизнеспособность скважины – свойство противоположное жизнеспособности, то есть неспособность поддерживать промышленный дебит газа,  $S = 0$ .

Потери газа  $O_{гн\text{ }пт}$  – разница между проектной и расчетной накопленной за весь период эксплуатации добычей газа:  $O_{гн\text{ }пт} = O_{гнпр} - O_{гн}$ .

Запас живучести – отношение расчетной живучести скважины к проектной в определенный момент времени.

Средний запас живучести – среднее значение запаса живучести объекта добычи газа за определенный период времени.

Удельная добыча газа ( $Ud_2$ ) – отношение накопленной добычи газа за определенный период времени  $O_{гн}$  к ресурсозатратам на ее эксплуатацию  $R$ :  $Ud_2 = O_{гн}/R$ .

### 3.2.6.2 Критерий выбора средства обеспечения живучести объектов добычи газа

Подбор СОЖ объектов добычи газа производят с учетом следующих данных:

- производственных параметров скважины (истории добычи, конструкции скважины, глубины забоя, пластового давления и температуры, траектории ствола скважины, состава и свойств пластового флюида, содержание механических примесей);

- инфраструктурных параметров скважины (местоположение, ограниченность пространства, тип закачивания, источник внешней энергии, герметичность эксплуатационной колонны);
- возможных производственных проблем (коррозия оборудования, пенообразование, солеотложения, гидратообразования).

Для выбора наилучшего СОЖ объекта добычи газа авторами [220] предлагается критерий, математическое выражение которого представляется целевой функцией:

$$S\{Y_p(E(t)), Y_r(Q_{жн}, E(t)), Y_d(E(t))\} \xrightarrow[Q_e > Q_{емр}]{} \max, \quad U(E(t)) \quad (3.89)$$

где  $U(E(t))$  – управляющее воздействие в зависимости от используемого СОЖ  $E$  во времени  $t$ .

Таким образом, предложена модель живучести объектов добычи газа, включающая модель «пласт-скважина», модель обводнения, модель средств обеспечения живучести. Определены основные ресурсы, необходимые для эксплуатации объекта добычи газа с использованием средств обеспечения живучести и ее исследования. Разработан математический аппарат для расчета коэффициента живучести объекта добычи газа, учитывающий свойства результативности, ресурсоемкости при использовании технологий борьбы с обводнением на скважинах. Выявлены параметры, которые необходимо учитывать при выборе средств обеспечения живучести. Определен критерий выбора наилучшего средства обеспечения живучести обводненной газовой скважины. Разработанный математический аппарат позволит проводить подбор средств обеспечения живучести и является основой для построения автоматизированной системы научных исследований живучести объектов добычи газа в условиях обводнения.

### **3.3 Методика определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины**

Автором совместно с Н.А. Соловьевым разработана методика определения

динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины [36-38, 41], которая базируется на использовании ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости, предложенной в разделе 3.1.2, для измерения параметров системы «пласт-скважина» и расчета динамического уровня жидкости  $H_{дин}$  с использованием зависимостей, сформированных в разделе 3.2.

Методика определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины включает в себя 3 этапа: прием с датчиков измеренных значений параметров системы «пласт-скважина», статистическая обработка измеренных значений, расчет динамического уровня жидкости по итерационному алгоритму с учетом измеренных параметров системы «пласт-скважина».

1. На первом этапе осуществляется прием измеренных датчиками значений параметров системы «пласт-скважина»: манометрами - давлений  $P_y$ ,  $P_{заб}$  в МПа, термометрами - температур  $T_y$ ,  $T_{заб}$  в К на выходе из затрубного пространства устья скважины и на глубине забоя скважины  $H_{заб}$  в м при входе в центробежный насос; расходомером – расхода газа  $Q_g$  в тыс. м<sup>3</sup>/сут, устройством для отбора проб - плотности газа  $\rho_g$  в кг/м<sup>3</sup> и плотности жидкости  $\rho_{ж}$  в кг/м<sup>3</sup>.

2. Далее производится статистическая обработка измеренных значений - проверка распределения измеренных значений параметров  $P_y$ ,  $P_{заб}$ ,  $T_y$ ,  $T_{заб}$ ,  $Q_g$ ,  $\rho_g$ ,  $\rho_{ж}$  на заданном временном интервале  $\Delta t$  на соответствие нормальному закону, определение средних значений параметров [249].

3. На следующем этапе рассчитывается значение динамического уровня жидкости  $H_{дин}$  по итерационному алгоритму последовательных приближений расчетного значения забойного давления  $P_{заб}^{расч}$  от устья скважины до его равенства измеренному давлению  $P_{заб}$  с точностью, не превышающей значения инструментальной погрешности измерительных приборов, по зависимости

$$P_{заб}^{расч} = P_{дин} + \rho_{ж} \cdot (H_{заб} - H_{дин}) / 10^4. \quad (3.90)$$

где  $P_{дин}$  – модельное значения давления, соответствующего динамическому уровню жидкости, МПа, которое определяется на основе формулы (3.11) при подста-

новке в уравнение (3.20) вместо глубины  $h$  значения  $H_{дин}$  при расчете к забою скважины

$$P_{дин} = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2 \cdot S_{ст}} + \frac{1,413 \cdot 10^{-12} \cdot \lambda_z \cdot T_{cp}^2 \cdot Z_{cp}^2 \cdot Q_z^2 \cdot (e^{2 \cdot S_{дин}} - 1)}{d_3^5}}, \quad (3.91)$$

где  $T_{cp}$  – средняя температура газа в затрубном пространстве от устья до глубины  $H_{дин}$ , К, рассчитываемая по соотношению

$$T_{cp} = [2T_y + (T_{заб} - T_y) \cdot (H_{дин}/H_{заб})]/2. \quad (3.92)$$

В формуле (3.91) эквивалентный диаметр затрубного пространства  $d_3$  в мм, находится по зависимости (3.10).

Коэффициент сверхсжимаемости газовой смеси  $Z_{cp}$  в выражении (3.91) вычисляется по уравнению (3.12), где  $P_{cp}$  – среднее давление газа в затрубном пространстве от устья до  $H_{дин}$ , рассчитываемое по соотношению

$$P_{cp} = (P_y + P_{дин})/2. \quad (3.93)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления газа  $\lambda_z$  в формуле (3.91) вычисляется по зависимости (3.18), где  $\varepsilon$  – относительная шероховатость стенки труб определяется по формуле

$$\varepsilon = 2 \cdot l_k / d_3, \quad (3.94)$$

где  $l_k$  – абсолютная шероховатость стенки трубы, м;

Параметры  $S_{ст}$  и  $S_{дин}$  в формуле (3.91) рассчитываются по выражениям

$$S_{ст} = 0,03415 \cdot \overline{\rho_z} \cdot H_{дин} / (T_{cp} \cdot Z_{cp}), \quad (3.95)$$

$$S_{дин} = 0,03415 \cdot \overline{\rho_z} \cdot L / (T_{cp} \cdot Z_{cp}), \quad (3.96)$$

где  $\overline{\rho_z}$  – относительная (по воздуху) плотность газа, находится из уравнения приложения Б (Б.12);

$L$  – длина НКТ от устья скважины до глубины  $H_{дин}$ , м.

Таким образом, предложена методика определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины на основе модели системы «пласт-скважина» в составе ИИС с учетом измеряемых величин: давления и температуры на устье и забое скважины, расхода и плотности газа, плотности жидкости.

### 3.4 Оценка адекватности моделирующего аппарата

Математическое обеспечение АСНИ для моделирования работы объектов добычи газа с СОЖ (МНВО, МФП, МПС, МППНВО, МСОЖ для УЭЦН, УВШН, плунжер-лифта и КЛК, МРППНВО), представленное в разделе 3.2, разработано на базе известных моделей технологических процессов добычи газа и насосного оборудования в нефтегазовой отрасли промышленности [245], адекватность которых доказана в процессе эксплуатации ИГТМ [52], может уточняться и дополняться по результатам научных исследований.

#### 3.4.1 Оценка адекватности модели расчета пластового давления

Для оценки адекватности модели расчета пластового давления [46] проведен анализ на основе данных исследований для 29 газоконденсатных скважин.

Найдены относительные значения пластового давления  $dP_{пл}$  в % - отношение разницы расчетного значения пластового давления и замеренного к замеренному значению, для проверки точности используемой модели. Результаты для 29 экспериментов представлены в виде таблицы 3.2 и графика (рисунок 3.20).

Таблица 3.2 – Значения  $dP_{пл}$

№	$dP_{пл}$ , %	№	$dP_{пл}$ , %	№	$dP_{пл}$ , %	№	$dP_{пл}$ , %	№	$dP_{пл}$ , %	№	$dP_{пл}$ , %
1	-0,16	6	-0,33	11	-3,24	16	0,44	21	-0,39	26	0,39
2	-0,24	7	-0,21	12	0,31	17	-0,62	22	2,93	27	0,59
3	0,19	8	-0,88	13	-0,86	18	-0,64	23	0,08	28	0,18
4	-2,88	9	0,29	14	-0,74	19	0,73	24	0,69	29	1,42
5	1,01	10	0,26	15	-0,11	20	1,05	25	0,87	-	-

Среднее значение  $dP_{пл}$  для всей выборки равно 0,004 %, максимальное значение равно 2,93 %, минимальное равно -3,24 %.

Рассмотрен вариант распределения  $dP_{пл}$  с двумя интервалами, результаты сведены в таблицу 3.3 и представлены на диаграмме (рисунок 3.21).



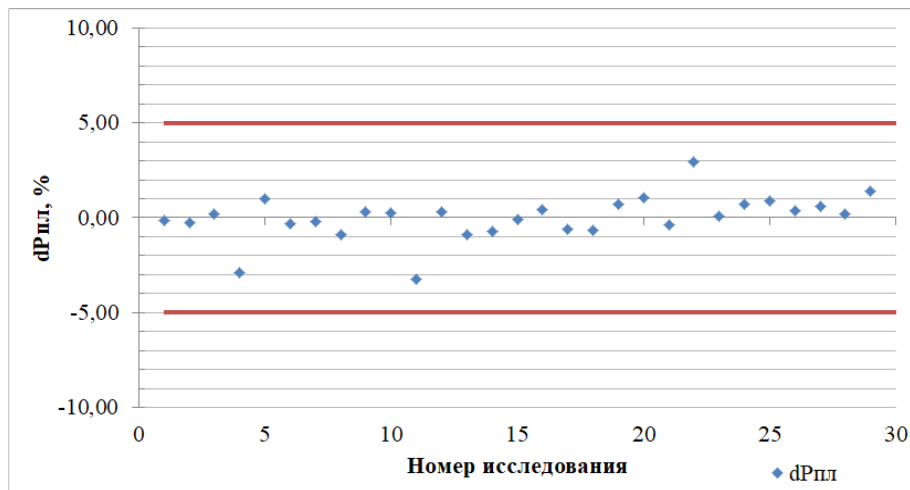


Рисунок 3.20 – Значения dPпл

Таблица 3.3 – Распределение dPпл по двум интервалам

Показатель	№ интервала	
Номер интервала	1	2
Границы интервала	-3,2/-3	-3/3
Частота	1	28
Середина интервала	-3,12	0,00
Частность	0,03	0,97
Накопленная частота	1	29

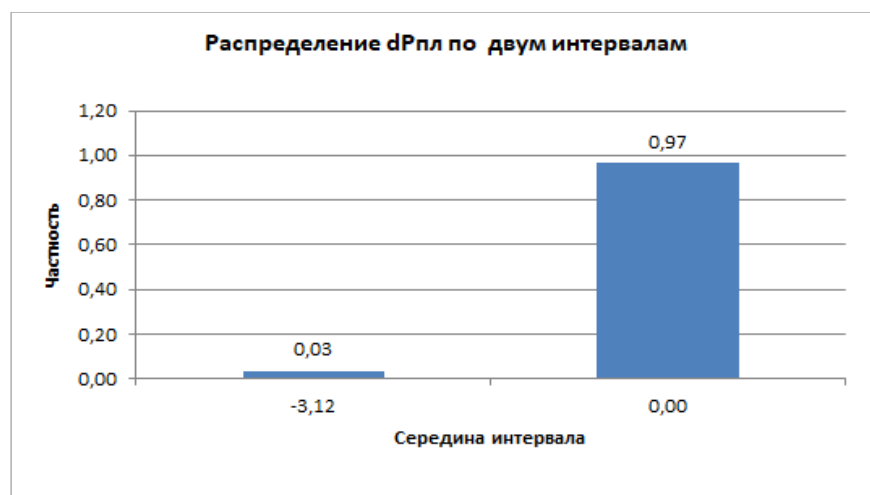


Рисунок 3.21 – Диаграмма распределения dPпл по двум интервалам

Из полученных результатов следует, что во второй интервал (от -3% до 3%) попадает 97% значений dPпл всей выборки. Если принять, что максимальное отклонение расчетного пластового давления от замеренного может быть равно 3%, то 97% расчетов из общего числа можно считать верными, и модель является точной.

Таким образом, доказана адекватность используемой модели для оценки пластового давления в простаивающей газоконденсатной скважине.

### 3.4.2 Оценка адекватности модели расчета забойного давления

Для оценки адекватности модели расчета забойного давления обводненной газоконденсатной скважины (3.11) проведен анализ на основе данных 121 исследований газоконденсатных скважин.

Найдены относительные значения забойного давления  $dP_{заб}$  в % - отношение разницы расчетного значения забойного давления и замеренного к замеренному значению, для проверки точности используемой модели. Результаты для 121 эксперимента представлены в виде таблицы 3.4 и графика (рисунок 3.22).

Таблица 3.4 – Значения  $dP_{заб}$ , %

№	$dP_{заб}$ , %	№	$dP_{заб}$ , %	№	$dP_{заб}$ , %	№	$dP_{заб}$ , %	№	$dP_{заб}$ , %	№	$dP_{заб}$ , %
1	-1,19956	22	-1,00896	43	-6,33057	64	-12,8598	85	3,455755	106	-0,50833
2	1,447789	23	-2,02044	44	-6,13293	65	-2,44279	86	0,708944	107	-0,51138
3	-1,14449	24	-1,56365	45	-5,27542	66	1,603725	87	5,065881	108	-0,18312
4	3,688392	25	2,064993	46	-0,27421	67	6,769759	88	-0,79121	109	0,345242
5	-1,11381	26	0,004621	47	-7,41812	68	4,712118	89	26,32118	110	-0,3989
6	-2,12658	27	-1,01976	48	-0,54314	69	1,017961	90	4,470055	111	-0,00989
7	-2,37046	28	0,052718	49	0,240327	70	1,040568	91	2,90411	112	1,786247
8	-3,8564	29	-21,7103	50	-1,66802	71	1,27587	92	-0,50223	113	3,593388
9	-2,47904	30	1,381298	51	-0,51391	72	2,653499	93	-1,16575	114	-0,33987
10	-3,10486	31	1,610345	52	-2,91813	73	-0,05224	94	-3,40152	115	-0,4968
11	-1,87382	32	-1,21172	53	0,115956	74	-0,76607	95	0,687882	116	-0,95562
12	-0,99283	33	-1,07978	54	-6,70739	75	-1,19059	96	3,881259	117	0,424147
13	-0,75306	34	-3,30799	55	-3,76907	76	-0,68145	97	3,66017	118	1,864872
14	1,080961	35	2,218623	56	-3,76814	77	-0,80981	98	1,362977	119	-0,07346
15	-1,18114	36	-4,94224	57	1,039702	78	-0,27364	99	0,028573	120	2,978173
16	-2,75173	37	-3,10321	58	-1,38786	79	0,881201	100	-1,03225	121	3,010438
17	-0,05458	38	-2,9547	59	-2,60365	80	-4,42619	101	-2,11984	-	-
18	-1,74489	39	0,048897	60	-4,90829	81	-4,95466	102	-2,52693	-	-
19	-2,93692	40	0,123422	61	-1,86907	82	-9,35479	103	-3,1072	-	-
20	-0,51419	41	1,299385	62	-5,05484	83	1,012373	104	0,944407	-	-
21	-0,39546	42	1,217581	63	-4,79494	84	-0,52166	105	-0,75121	-	-

Среднее значение  $dP_{заб}$  для всей выборки равно -0,75 %, максимальное значение равно 26,32 % , минимальное равно -21,71 %.

Рассмотрен вариант распределения  $dP_{заб}$  с тремя интервалами, результаты сведены в таблицу 3.5 и представлены на диаграмме (рисунок 3.23).

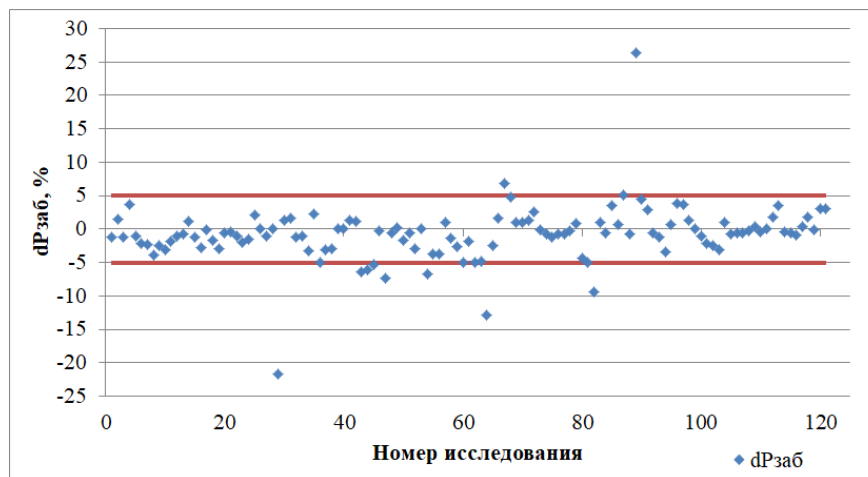


Рисунок 3.22 – Значения dPзаб

Таблица 3.5 – Распределение dPзаб по трем интервалам

Показатель	Номер интервала		
Номер интервала	1	2	3
Границы интервала	-21,7/-5	-5/5	5/26,3
Частота	9	109	3
Середина интервала	-13,36	0,00	15,66
Частность	0,07	0,90	0,02
Накопленная частота	9	118	121



Рисунок 3.23 – Диаграмма распределения dPзаб по трем интервалам

Из полученных результатов следует, что во второй интервал (от -5% до 5%) попадает 90% значений dPзаб всей выборки. Если принять, что максимальное отклонение расчетного значения давления на забое от замеренного может быть равно 10%, то 90% расчетов из общего числа можно считать верными, и модель является точной.

Таким образом, доказана адекватность используемой модели для оценки забойного давления в обводненной газоконденсатной скважине.

### 3.5 Разработка алгоритмов АСНИ живучести объектов добычи газа

На основе математических моделей, описанных в разделе 3.2, разработаны алгоритмы расчета движения продукции в ОДГ, позволяющие построить индикаторные кривые работы системы «пласт-скважина», оснащенных СОЖ.

#### *Алгоритм расчета вязкости газовой смеси*

Вязкость неполярных газов и их смесей  $\mu_z$  находится по формуле Старлинга и Эллингтона [88]

$$\mu_z = \mu_{z_{at}} \cdot \exp(b \cdot \rho_{zPY}^c) / 10^4, \quad (3.97)$$

где  $\mu_z$  – вязкость газовой смеси в рабочих условиях, мПа·с;

$\mu_{z_{at}}$  – вязкость газовой смеси при атмосферном давлении, мкПа·с;

$\rho_{zPY}$  – плотность газовой смеси в РУ, г/см<sup>3</sup>.

Выражения для вычисления коэффициентов  $b$ ,  $c$  и  $\mu_{z_{at}}$

$$\mu_{z_{at}} = \frac{(9,41 + 0,02M) \cdot (1,8T_{cp})^{1,5}}{209 + 19M + 1,8T_{cp}}; \quad (3.98)$$

$$b = 3,5 + 547,8 / (1,8T_{cp}) + 0,01M; \quad (3.99)$$

$$c = 2,4 - 0,2b, \quad (3.100)$$

где  $T_{cp}$  – температура газовой смеси в РУ, К;

$M$  – молекулярная масса.

*Алгоритмы расчета давления на забое остановленной скважины, если известно только давление на устье скважины*

**Шаг 1.** Найти параметр  $S$

$$S = 0,03415 \cdot \overline{\rho_z} \cdot H \cdot \rho / (T_{cp} \cdot Z_{cp}); \quad (3.101)$$

$$T_{cp} = (T_y + T_H) / 2; \quad (3.102)$$

$$P_{cp} = (P_y + P_H) / 2, \quad (3.103)$$

где  $H$  – глубина расчета (например, глубина средневзвешенной плоскости залежи) (м);

$T_{cp}$  – средняя температура в стволе скважины от устья до глубины  $H$ , К;

$T_y$  – температура на устье скважины (К), если не известна – равна 283,15, К;

$T_H$  – температура на глубине  $H$  (К), если не известна – равна 305,15, К;

$P_{cp}$  – среднее давление в стволе скважины, МПа;

$P_y$  – давление на устье скважины, МПа;

$P_H$  – давление на глубине  $H$ , в первом приближении равно  $P_y$ , МПа;

$\bar{\rho}_g$  – относительная плотность газа по воздуху, рассчитывается по выражению (Б.12);

$Z_{cp}$  – коэффициент сверхсжимаемости газа при  $P_{cp}$  и  $T_{cp}$ , рассчитывается по выражению (Б.16).

**Шаг 2.** Определить  $P_{H2}$  по известному давлению  $P_y$ , используя соотношение

$$P_{H2} = P_y \cdot e^S. \quad (3.104)$$

**Шаг 3.** Если  $|P_{H2} - P_H| \leq 0,001$  МПа, то перейти к **шагу 5**, иначе к **шагу 4**.

**Шаг 4.** Рассчитать значение  $P_H$

$$P_H = |P_{H2} + P_H| / 2. \quad (3.105)$$

Перейти к **шагу 1**.

**Шаг 5.** Значение  $P_H$  принять за давление на глубине  $H$ .

*Алгоритм расчета давления на забое работающей газовой скважины*

Для расчета давления на заданную глубину используются данные:

1. Таблица участков насосно-компрессорных труб (НКТ) (всего  $n_{нкт}=1..5$  участков) содержит следующие данные:

- перепад высот в начале и конце участка по вертикали (TVD)  $H_{нкті}$ , м;
- длина участка (MD)  $L_{нкті}$ , м;
- внутренний диаметр трубы  $d_{вн.нкті}$ , мм;

- абсолютная шероховатость стенки трубы  $l_{кнк\tau i}$ , мм;
- коэффициент гидравлической эффективности  $K_{гнк\tau i}$ .

2. Таблицу участков эксплуатационной колонны (ЭК) (всего  $n_{ЭК}=1..5$  участков) содержит следующие данные:

- перепад высот в начале и конце участка по вертикали (TVD)  $H_{эки}$ , м;
- длина участка (MD)  $L_{эки}$ , м;
- внутренний диаметр трубы  $d_{вн.эки}$ , мм;
- абсолютная шероховатость стенки трубы  $l_{кэки}$ , мм;
- коэффициент гидравлической эффективности  $K_{гэки}$ .

3. Параметры вскрытия продуктивного пласта:

- начало интервала открытого ствола / перфорации  $H_{н.вс}$ , м;
- конец интервала открытого ствола / перфорации  $H_{к.вс}$ , м.

4. Искусственный забой  $H_{и.заб}$ , м.

По подготовленным данным сформировать таблицу участков труб, по которым движется продукция от забоя скважины к устью (всего  $m = 1..5$  участков) со следующими данными:

- перепад высот в начале и конце участка по вертикали (TVD)  $H_i$ , м;
- длина участка (MD)  $L_i$ , м;
- наружный диаметр трубы  $d_{ни}$ , мм;
- внутренний диаметр трубы  $d_{вни}$ , мм;
- абсолютная шероховатость стенки трубы  $l_{ки}$ , мм;
- коэффициент гидравлической эффективности  $K_{г}$ .

Изначально все свойства газожидкостной смеси пересчитывают для РУ – давления и температуры на устье или забое скважины, в зависимости от направления расчета. Далее в процессе пошагового вычисления по участкам труб свойства продукции приводят к средним по длине каждого расчетного участка давлению и температуре.

Длину участка, к которому принадлежит глубина расчета, сократить до глубины расчета.

После подготовки всех исходных данных потери давления по длине скважины находят как сумму потерь давления на каждом участке труб.

Потери давления рассчитывают методом последовательных приближений.

*Алгоритм:*

**Шаг 1.** Начать с первого участка из сформированной таблицы.  $i$  равно 1. Давление в начале и в конце участка  $i$   $P_{ni}$ ,  $P_{ki}$  равны давлению на устье скважины  $P_y$ .

**Шаг 2.** Для участка  $i$  найти коэффициент Рейнольдса по газу  $Re_z$

$$Re_z = K_{СтУ} \cdot \frac{Q_z \cdot \overline{\rho_z}}{d_{внi} \cdot \mu_z}, \quad (3.106)$$

где  $K_{СтУ}$  – размерный коэффициент, при СтУ равен  $1777 \text{ кг} \cdot \text{с}^2/\text{м}^4$ ;

$Q_z$  – дебит газа при СтУ, тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;

$\overline{\rho_z}$  – относительная по воздуху плотность газа, находится по выражению (Б.12);

$\mu_z$  – вязкость газовой смеси в рабочих условиях,  $\text{мПа} \cdot \text{с}$ , находится по выражению (3.97).

**Шаг 3.** Найти коэффициент гидравлического сопротивления газовой смеси  $\lambda_z$

$$\lambda_z = \frac{1}{4 \left[ \lg \left( \frac{5,62}{Re_z^{0,9}} + \frac{\varepsilon}{7,41} \right) \right]^2}; \quad (3.107)$$

$$\varepsilon = 2l_k / (10d_{внi}), \quad (3.108)$$

где  $\varepsilon$  – относительная шероховатость стенки трубы  $i$ .

**Шаг 4.** Найти параметры  $T_{cp}$  и  $P_{cp}$

$$T_{cp} = (T_{ni} + T_{ki})/2; \quad (3.109)$$

$$P_{cp} = (P_{ni} + P_{ki})/2; \quad (3.110)$$

где  $T_{cp}$  – средняя температура на участке  $i$ , К;

$T_{ni}$  – температура в начале участка  $i$ , К;

$T_{ki}$  – температура в конце участка  $i$ , К.

$P_{cp}$  – среднее давление на участке  $i$ , МПа;

$P_{ni}$  – давление в начале участка  $i$ , МПа;

$P_{ki}$  – давление в конце участка  $i$ , МПа;

$Z_{cp}$  – коэффициент сверхсжимаемости газа при  $P_{cp}$  и  $T_{cp}$ , находится по выражению (Б.16).

**Шаг 5.** Если есть жидкость в продукции, то перейти к **шагу 6**, иначе к **шагу 8**.

**Шаг 6.** Найти параметры  $S_{stat}$  и  $S_{дин}$

$$S_{stat} = 0,03415 \cdot \overline{\rho_z} \cdot H_i / (T_{cp} \cdot Z_{cp}), \quad (3.111)$$

$$S_{дин} = 0,03415 \cdot \overline{\rho_z} \cdot L_i / (T_{cp} \cdot Z_{cp}), \quad (3.112)$$

**Шаг 7.** Определить  $P_{ki2}$  по известному давлению  $P_{ni}$ , используя соотношение

$$P_{ki2} = \sqrt{P_{ni}^2 \cdot e^{2 \cdot S_{stat}} + 1,413 \cdot 10^{-12} \cdot K_z \cdot \lambda_z \frac{T_{cp}^2 \cdot Z_{cp}^2 \cdot Q_z^2}{\rho \cdot d_{внi}^5} (e^{2 \cdot S_{дин}} - 1)}. \quad (3.113)$$

Перейти к **шагу 16**.

**Шаг 8.** Найти плотность газа в РУ  $\rho_{zPY}$  в кг/м<sup>3</sup> по зависимости

$$\rho_{zPY} = \frac{\rho_{zCmY} \cdot P_{cp} \cdot T_{CmY}}{P_{CmY} \cdot T_{cp} \cdot Z_{cp}}, \quad (3.114)$$

где  $\rho_z$  – плотность газа при СтУ, кг/м<sup>3</sup>;

$P_{CmY}$  – давление при СтУ, МПа (см. Приложение 2);

$T_{CmY}$  – температура при СтУ, К (см. Приложение 2).

**Шаг 9.** Найти расход газа в РУ  $Q_{zPY}$ , тыс. м<sup>3</sup>/сут, по выражению

$$Q_{zPY} = \frac{Q_{zCmY} \cdot P_{CmY} \cdot T_{cp} \cdot Z_{cp}}{P_{cp} \cdot T_{CmY}}, \quad (3.115)$$

где  $Q_{zCmY}$  – объемный расход газа при СтУ, тыс. м<sup>3</sup>/сут.

**Шаг 10.** Найти объемное расходное газосодержание  $\beta$

$$\beta = Q_{zPY} / (Q_{ж} + Q_{zPY}), \quad (3.116)$$



где  $Q_{ж}$  – объемный расход жидкости при СтУ, тыс. м<sup>3</sup>/сут.

**Шаг 11.** Найти истинное газосодержание

$$\varphi = \beta. \quad (3.117)$$

**Шаг 12.** Найти значение параметра  $\rho$

$$\rho = \varphi + (1 - \varphi) \cdot \rho_{ж} / \rho_z, \quad (3.118)$$

где  $\rho_{ж}$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>.

**Шаг 13.** Найти параметры  $S_{0стат}$  и  $S_{0дин}$

$$S_{0стат} = 0,03415 \cdot \overline{\rho_z} \cdot H_i \cdot \rho / (T_{cp} \cdot Z_{cp}), \quad (3.119)$$

$$S_{0дин} = 0,03415 \cdot \overline{\rho_z} \cdot L_i \cdot \rho / (T_{cp} \cdot Z_{cp}), \quad (3.120)$$

**Шаг 14.** Найти объемный расход газожидкостной смеси

$$Q_{см} = (G_{ж} + G_z) / \rho_{зСтУ}; \quad (3.121)$$

$$G_z = Q_z \cdot \rho_{зСтУ}; \quad (3.122)$$

$$G_{ж} = Q_{ж} \cdot \rho_{ж}, \quad (3.123)$$

где  $G_z$ ,  $G_{ж}$  – массовый расход газа и жидкости, кг/сут.

**Шаг 15.** Определить  $P_{ki2}$  по соотношению

$$P_{ki2} = \sqrt{P_{ni}^2 \cdot e^{2 \cdot S_{0стат}} + 1,413 \cdot 10^{-12} \cdot K_z \cdot \lambda_z \frac{T_{cp}^2 \cdot Z_{cp}^2 \cdot Q_z^2}{\rho \cdot d_{вн}^5} (e^{2 \cdot S_{0дин}} - 1)}. \quad (3.124)$$

**Шаг 16.** Если  $|P_{ki2} - P_{ki}| \leq 0,001$  МПа, то перейти к **шагу 18**, иначе к **шагу 17**.

**Шаг 17.** Найти новое значение  $P_{ki}$

$$P_{ki} = |P_{ki2} + P_{ki}| / 2. \quad (3.125)$$

Перейти к **шагу 2**.

**Шаг 18.**  $P_{ki2}$  принять за давление на глубине  $H_i$ .

**Шаг 19.** Если  $(i+1) > m$ , то перейти к **шагу 20**, иначе  $P_{ni}$  приравнять к  $P_{ki2}$ , увеличить значение  $i$  на 1 и перейти к **шагу 2**.

**Шаг 20.** Значение  $P_{ki}$  принять за давление на глубине расчета.

Автором в статье [41] предложен алгоритм расчета уровня жидкости в затрубном пространстве скважины, представленный на рисунке 3.24.

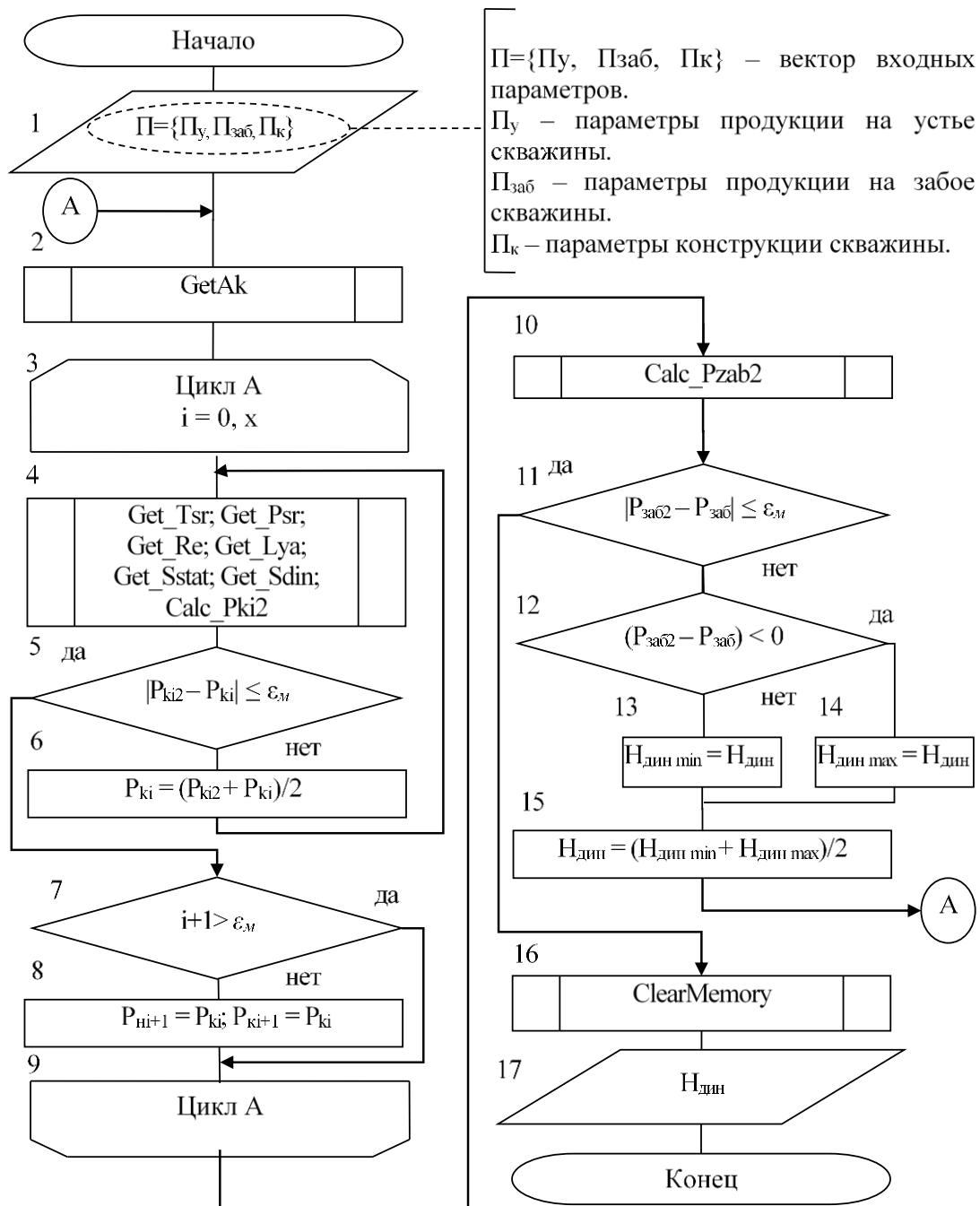


Рисунок 3.24 – Алгоритм расчета уровня жидкости в затрубном пространстве скважины

Для расчета динамического уровня жидкости используются данные:  $P = \{P_y, P_{zab}, P_k, L_n\}$  – входные параметры (блок 1 на рисунке 3.20). Параметры на устье  $P_y = \{P_y, P_{зат}, T_y, T_{зат}, Q_z, Q_{ж}, \rho_z, \rho_{ж}\}$  и забое скважины  $P_{zab} = \{P_{пл}, P_{зab}, T_{зab}\}$ .

Параметры конструкции скважины:  $P_k = \{P_{нкт}, P_{эк}\}$ ; параметры НКТ:

$\Pi_{\text{нкт}} = \{n, L, H, d_{\text{вн}}, d_{\text{нар}}, l_k\}$ ; параметры ЭК:  $\Pi_{\text{эк}} = \{m, L, H, d_{\text{вн}}, d_{\text{нар}}, l_k\}$ ;  $n, m$  – количество участков НКТ, ЭК;  $L, H$  – длина, перепад высот на концах участка;  $d_{\text{вн}}, d_{\text{нар}}, l_k$  – внутренний, наружный диаметры и абсолютная шероховатость стенок.

Параметры УЭЦН:  $\Pi_{\text{уэцн}} = \{\Pi_{\text{нэд}}, \Pi_{\text{эцн}}, \eta_{\text{пр}}, L_{\text{н}}, v_{\text{н}}\}$ ;  $L_{\text{н}}$  – глубина подвески насоса от устья скважины; параметры ПЭД:  $\Pi_{\text{пэд}} = \{T_{\text{эл}}, T_{\text{эл.кр}}\}$ ;  $T_{\text{эл}}, T_{\text{эл.кр}}$  – замеренная и критическая температуры ПЭД; параметры ЭЦН:  $\Pi_{\text{эцн}} = \{Q_{\text{н}}, P_{\text{вх}}, P_{\text{вых}}, \eta_{\text{н}}\}$ ;  $Q_{\text{н}}$  – подача насоса;  $P_{\text{вх}}, P_{\text{вых}}$  – давления на входе и выходе насоса [46].

**Шаг 1.** Начать с первого участка  $i$  равно 1. Давление в начале ( $P_{\text{ни}}$ ) и в конце ( $P_{\text{ки}}$ ) участка  $i$  и  $P_{\text{заб}}$  равны давлению на устье скважины ( $P_{\text{у}}$ ).  $H_{\text{дин.мин}}$  равен  $H_{\text{заб}}$ .  $H_{\text{дин.макс}}$  равен 0.  $H_{\text{дин}}$  равен  $H_{\text{дин.макс}}$ .

**Шаг 2.** Найти параметры  $T_{\text{ср}}, P_{\text{ср}}$  и  $Z_{\text{ср}}$

$$T_{\text{ср}} = (T_{\text{ни}} + T_{\text{ки}})/2; \quad (3.126)$$

$$P_{\text{ср}} = (P_{\text{ни}} + P_{\text{ки}})/2, \quad (3.127)$$

где  $T_{\text{ср}}$  – средняя температура на участке  $i$ , К;

$T_{\text{ни}}$  – температура в начале участка  $i$ , К;

$T_{\text{ки}}$  – температура в конце участка  $i$ , К;

$P_{\text{ср}}$  – среднее давление на участке  $i$ , МПа;

$P_{\text{ни}}$  – давление в начале участка  $i$ , МПа;

$P_{\text{ки}}$  – давление в конце участка  $i$ , МПа;

$Z_{\text{ср}}$  – коэффициент сверхсжимаемости газа при  $T_{\text{ср}}$  и  $P_{\text{ср}}$ .

**Шаг 3.** Для участка  $i$  найти коэффициент Рейнольдса по газу  $Re_{\text{г}}$

$$Re_{\text{г}} = K_{\text{смУ}} \cdot \frac{Q_{\text{г}} \cdot \bar{\rho}_{\text{г}}}{d_{\text{эи}} \cdot \mu_{\text{г}}}, \quad (3.128)$$

где  $K_{\text{смУ}}$  – размерный коэффициент, при СтУ равен  $1777 \text{ кг} \cdot \text{с}^2/\text{м}^4$ ;

$Q_{\text{г}}$  – дебит газа при СтУ, тыс.  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;

$\bar{\rho}_{\text{г}}$  – относительна по воздуху плотность газа;

$d_{\text{э}}$  – эквивалентный диаметр участка  $i$ ;

$\mu_{\text{г}}$  – вязкость газовой смеси при РУ,  $\text{мПа} \cdot \text{с}$ .

**Шаг 4.** Найти коэффициент гидравлического сопротивления газовой смеси  $\lambda_z$  по выражению

$$\lambda_z = \frac{1}{4 \left[ \lg \left( \frac{5,62}{\text{Re}_z^{0,9}} + \frac{\varepsilon}{7,41} \right) \right]^2}, \quad (3.129)$$

где относительная шероховатость стенки  $\varepsilon$  участка  $i$  рассчитывается по зависимости

$$\varepsilon = 2l_{ki}/(10d_{zi}). \quad (3.130)$$

**Шаг 5.** Найти параметры  $S_{cm}$  и  $S_{дин}$  по уравнениям

$$S_{cm} = 0,03415 \cdot \overline{\rho_z} \cdot H_i / (T_{cp} \cdot Z_{cp}), \quad (3.131)$$

$$S_{дин} = 0,03415 \cdot \overline{\rho_z} \cdot L_i / (T_{cp} \cdot Z_{cp}). \quad (3.132)$$

**Шаг 6.** Определить  $P_{ki2}$  по известному давлению  $P_{ni}$ , используя соотношение

$$P_{ki2} = \sqrt{P_{ni}^2 \cdot e^{2 \cdot S_{cm}} + 1,413 \cdot 10^{-12} \cdot K_z \cdot \lambda_z \frac{T_{cp}^2 \cdot Z_{cp}^2 \cdot Q_z^2}{d_{zi}^5} (e^{2 \cdot S_{дин}} - 1)}. \quad (3.133)$$

**Шаг 7.** Если  $|P_{ki2} - P_{ki}| \leq \varepsilon_m$ , то перейти к **шагу 9**, иначе к **шагу 8**.

**Шаг 8.** Найти новое значение  $P_{ki}$

$$P_{ki} = (P_{ki} + P_{ki2})/2. \quad (3.134)$$

Перейти к **шагу 2**.

**Шаг 9.**  $P_{ki}$  принять за давление на глубине  $H_i$ .

**Шаг 10.** Если  $(i+1) > X$ , то перейти к **шагу 11**, иначе  $P_{ni+1}$  и  $P_{ki+1}$  присвоить значение  $P_{ki}$ , увеличить значение  $i$  на 1 и перейти к **шагу 2**.

**Шаг 11.** Значение  $P_{ki}$  принять за давление на глубине  $H_{дин}$ .

**Шаг 12.** Определить  $P_{заб2}$ , используя соотношение

$$P_{заб2} = P_{ki} + \rho_{жс} (H_{заб} - H_{дин})/10^4. \quad (3.135)$$

**Шаг 13.** Если  $|P_{заб2} - P_{заб}| \leq \varepsilon_m$ , то перейти к **шагу 16**, иначе к **шагу 14**.

**Шаг 14.** Если  $(P_{заб2} - P_{заб}) < 0$ , то  $H_{дин.min} = H_{дин}$ , иначе  $H_{дин.max} = H_{дин}$ .

**Шаг 15.** Найти новое значение  $H_{дин}$

$$H_{дин} = (H_{дин. min} + H_{дин. max}) / 2. \quad (3.136)$$

Перейти к *шагу 2*.

**Шаг 16.**  $H_{дин}$  – найденный динамический уровень жидкости в затрубном пространстве скважины.

На разработанный совместно с Соловьевым Н.А. способ определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины получен патент на изобретение № 2571321 РФ (Приложение А, рисунок А.1) [177].

#### *Алгоритм управления работой УЭЦН в газовой скважине*

На рисунке 3.21 представлена схема алгоритма регулирования работы УЭЦН клапаном, установленном на выходе из НКТ, который имеет 4 положения (от «закрыт» до «открыт полностью»).

Управление УЭЦН осуществляется таким образом, чтобы динамический уровень жидкости в затрубном пространстве скважины  $H_{дин}$  находился в пределах рабочего интервала от нижней  $H_{н.р.}$  до верхней границы  $H_{в.р.}$  (рисунок 3.25), как можно ближе к его середине  $H_{с.р.}$ .

При снижении значения  $H_{дин}$  ниже минимального уровня  $H_{min}$  либо при увеличении температуры ПЭД  $T_{эл}$  до критического значения  $T_{эл\ кр}$  необходимо отключить электродвигатель.

При увеличении значения  $H_{дин}$  до значения  $H_{в.р.}$  – открыть клапан полностью. Регулирование значения  $H_{дин}$  в пределах рабочего интервала осуществляется закрытием (открытием) клапана-регулятора на одно положение.

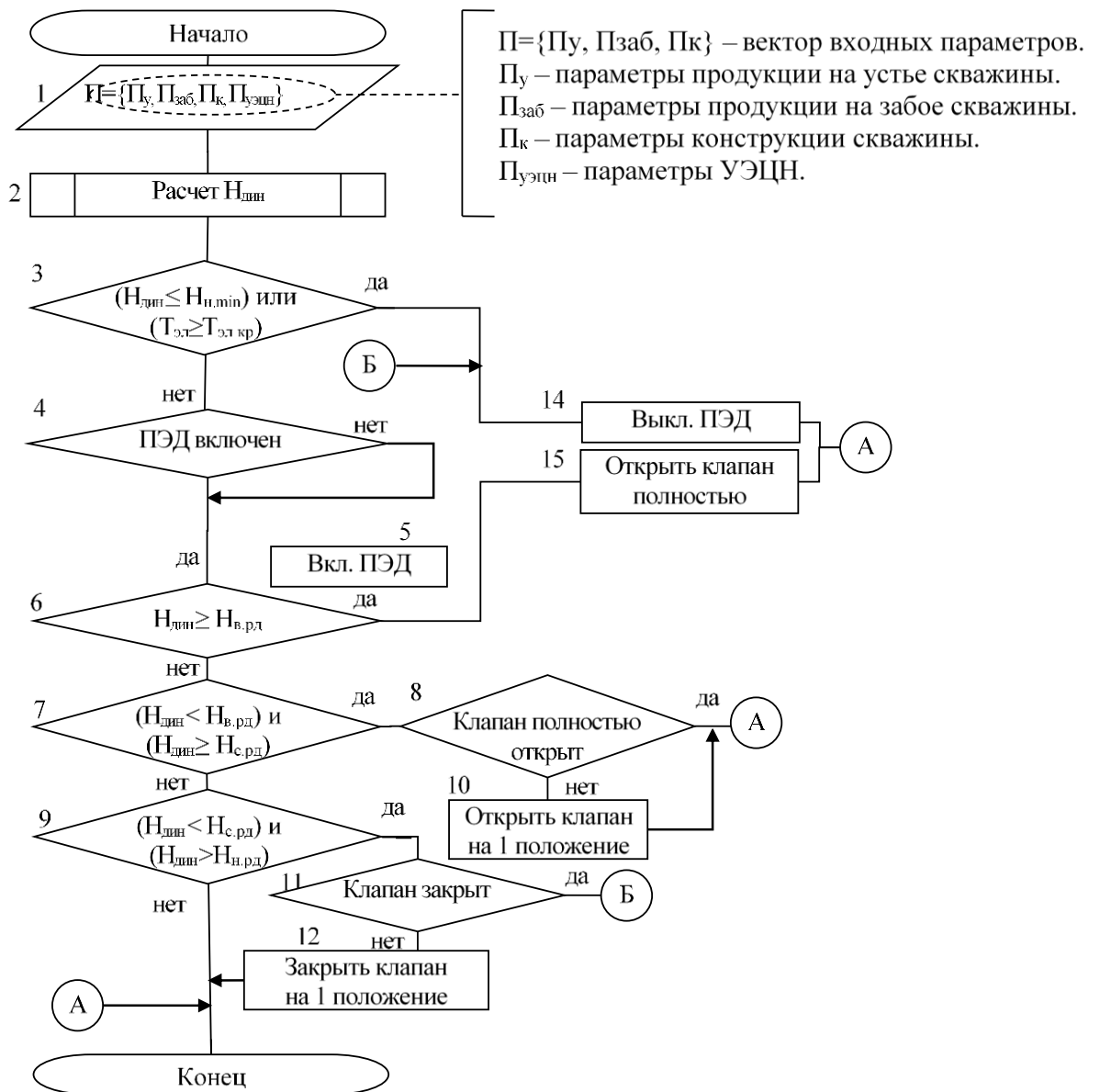


Рисунок 3.25 – Алгоритм управления работой УЭЦН в газовой скважине

### *Алгоритм моделирования работы объектов добычи газа со СОЖ*

На рисунке 3.26 представлена укрупненная схема алгоритма системы моделирования СОЖ [44, 204, 215].

На рисунке 3.27 представлена диаграмма состояний при моделировании работы обводненной скважины фонтаном.

На рисунке 3.28 представлена диаграмма состояний при моделировании работы обводненной скважины с УЭЦН [216].

На рисунке 3.29 представлена диаграмма состояний при моделировании работы обводненной скважины с использованием плунжерного лифта [146].

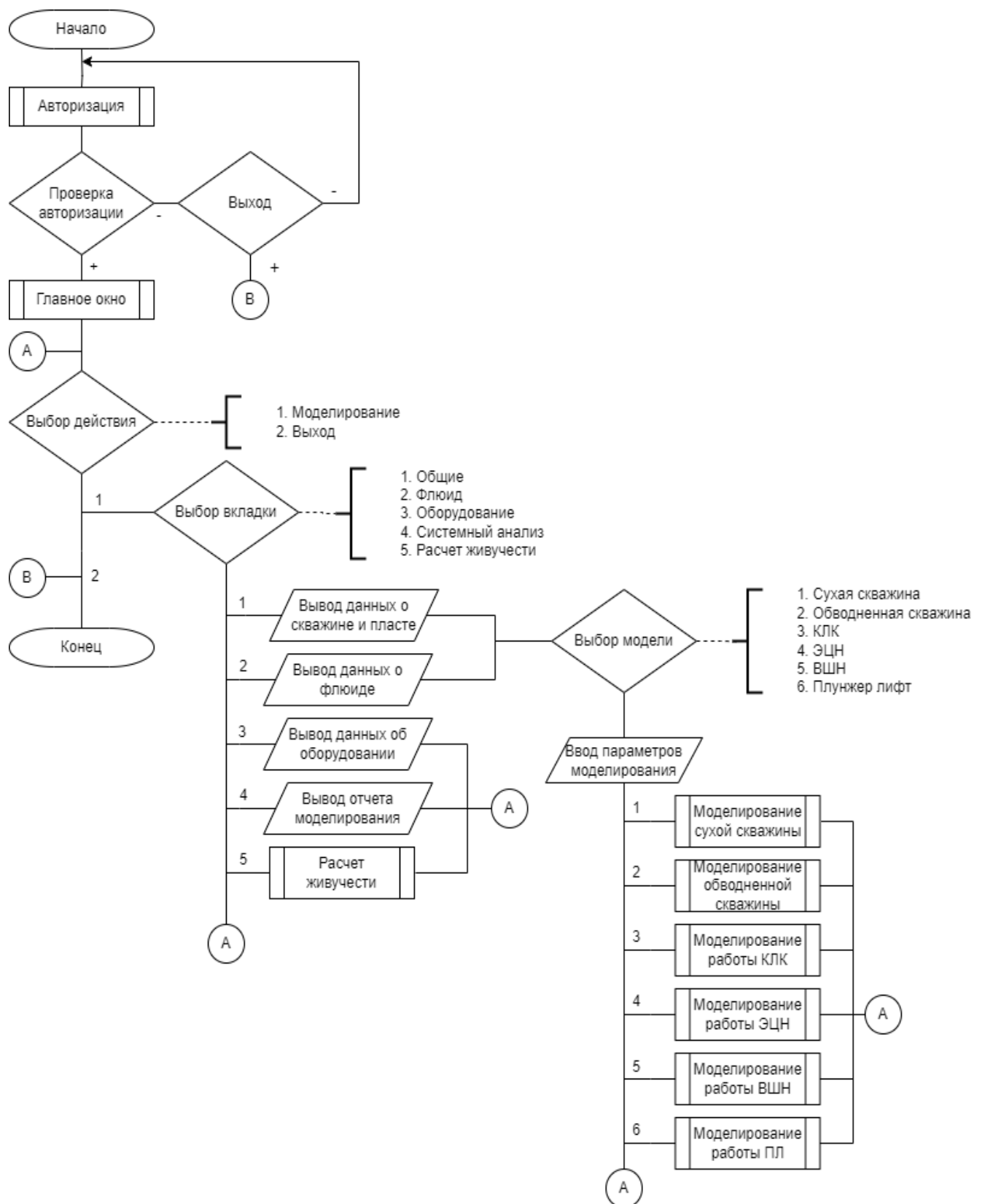


Рисунок 3.26 – Укрупненная схема алгоритма системы моделирования СОЖ

На рисунке 3.30 представлена диаграмма состояний при моделировании работы обводненной скважины с использованием КЛК [146].

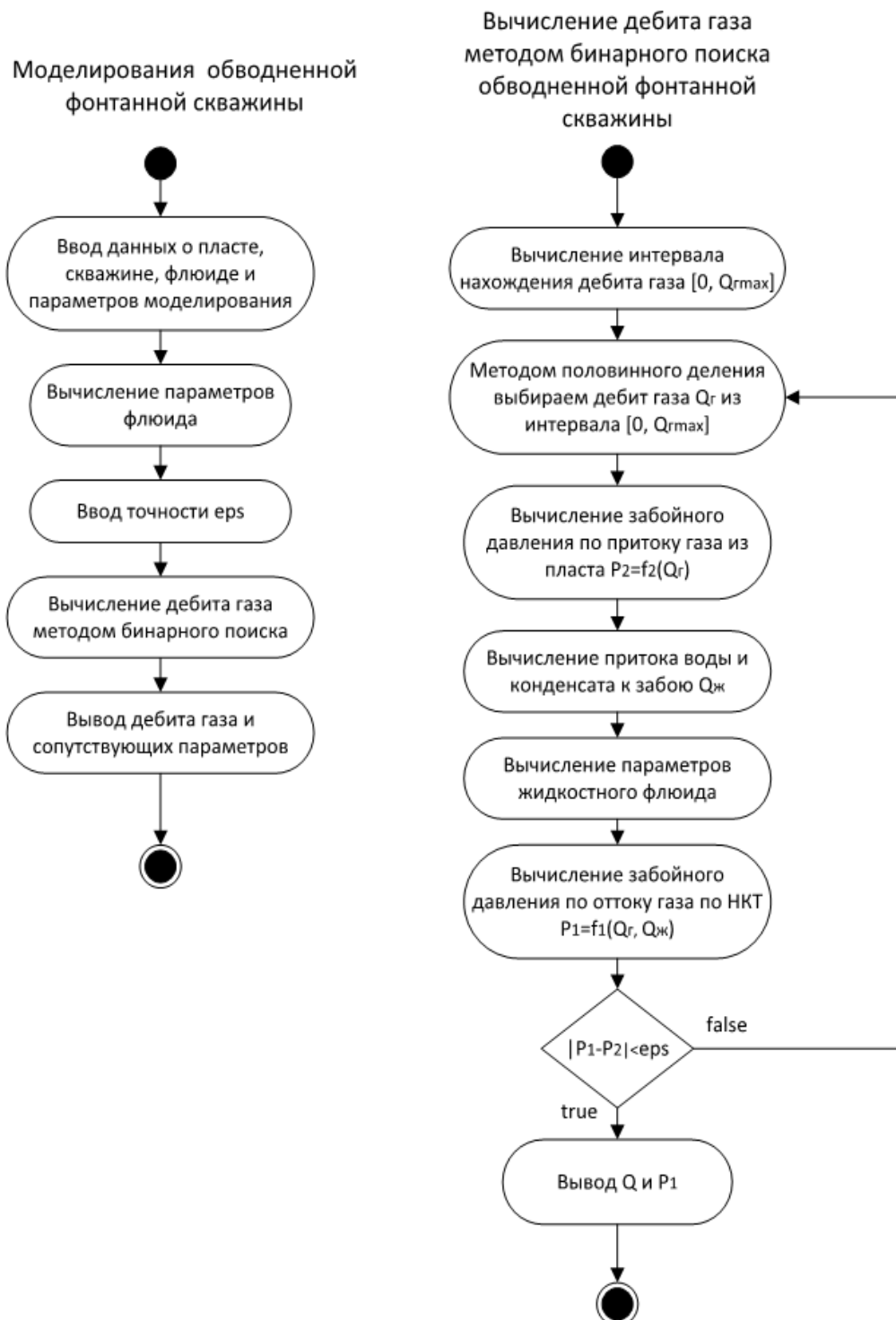


Рисунок 3.27 – Диаграмма состояний при моделировании работы обводненной скважины фонтаном



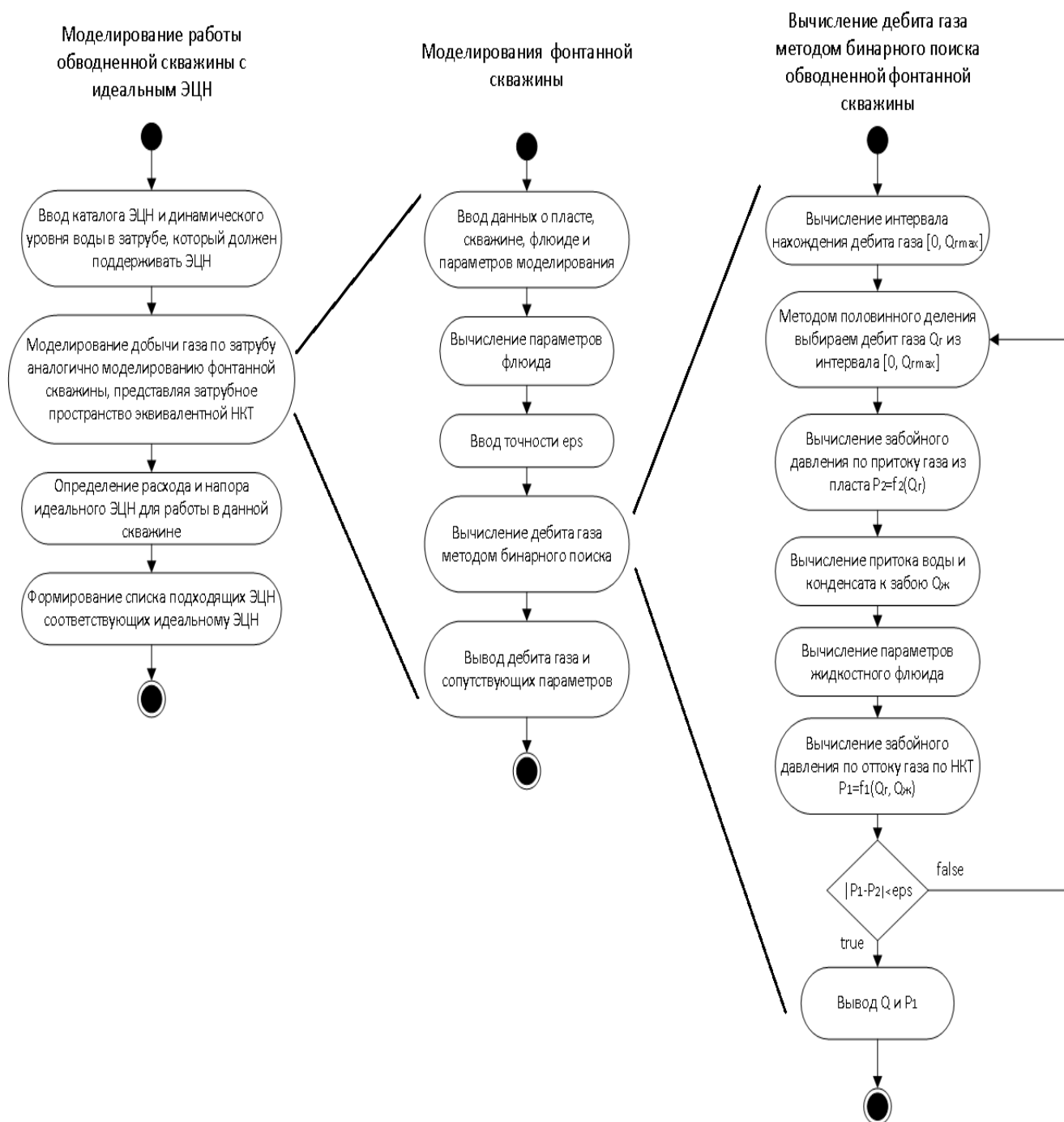


Рисунок 3.28 – Диаграмма состояний при моделировании обводненной скважины с УЭЦН

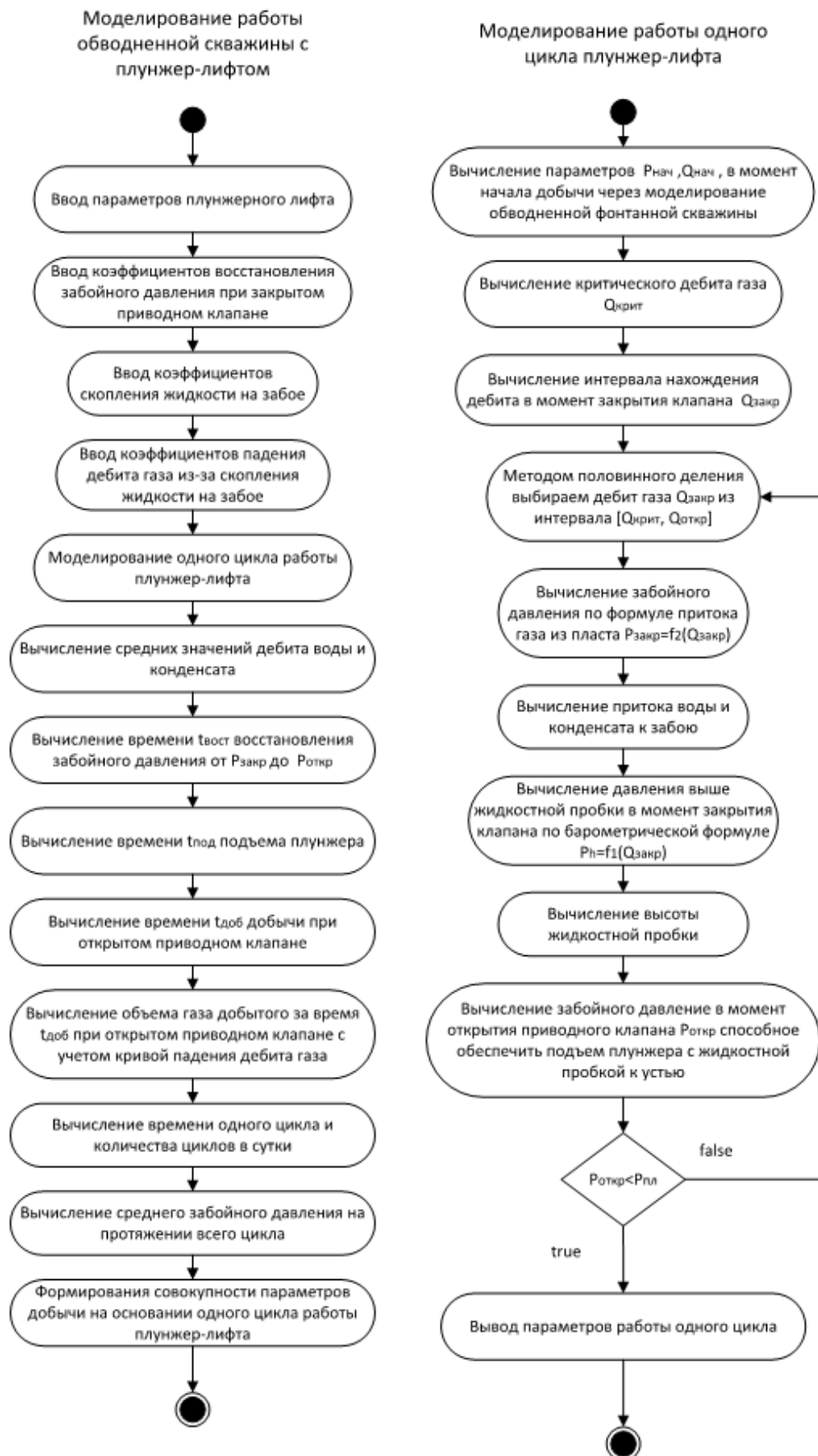


Рисунок 3.29 – Диаграмма состояний при моделировании работы обводненной скважины с плунжер-лифтом



Рисунок 3.30 – Диаграмма состояний при моделировании работы газовой скважины с технологией КЛК

Таким образом, разработаны алгоритмы реализации моделей технологических процессов добычи углеводородного сырья в условиях обводнения со СОЖ и расчета живучести объектов добычи газа. Предложен способ определения динамического уровня жидкости в обводненной газовой скважине с ЭЦН.

### 3.6 Выводы по третьему разделу

1. Обоснована концепция совершенствования технологических режимов работы системы «пласт-скважина» в условиях обводнения газовых скважин. Суть концепции заключается в раздельной добыче газа и жидкости. Разделение продукции скважины на газовый и жидкостной потоки можно обеспечить за счет установки на забое погружного насоса, при этом насосом жидкость будет подаваться по насосно-компрессорным трубам на устье скважины, а газ добываться по затрубному пространству. Откачка пластовой жидкости с помощью внешней энергии освободит часть пластовой энергии для дополнительной добычи газа.

2. Предложена структурная схема ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости, обеспечивающей повышение дебита по газу при условии сохранения теплового равновесия электродвигателя погружного насоса.

3. Предложен комплекс моделей для подсистем «пласт», «скважина» и средств обеспечения живучести, формирующий математический аппарат АСНИ, обеспечивающий построение индикаторных кривых работы системы «пласт-скважина» в условиях обводнения, для описания состояния системы со средствами обеспечения живучести. АСНИ обеспечивает расчет давления, соответствующего динамическому уровню жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины.

4. Предложена модель живучести объектов добычи газа, включающая модель «пласт-скважина», модель обводнения, модель средств обеспечения живучести. Определены основные ресурсы, необходимые для эксплуатации объекта добычи газа с использованием средств обеспечения живучести и ее исследования. Разработан математический аппарат для расчета коэффициента живучести объекта добычи газа, учитывающий свойства результативности, ресурсоемкости при использовании технологий борьбы с обводнением на скважинах. Выявлены параметры, которые необходимо учитывать при выборе средств обеспечения живучести. Определен критерий выбора наилучшего средства обеспечения живучести обводненной газовой скважины. Разработанный математический аппарат позво-

лит проводить подбор средств обеспечения живучести и является основой для построения автоматизированной системы научных исследований живучести обводненных газовых скважин.

5. Предложен способ определения динамического уровня жидкости в обводненной газовой скважине с ЭЦН.

6. Предложена методика определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины с помощью модели системы «пласт-скважина» в составе ИИС с учетом значений измеренных величин давления и температуры на устье и забое скважины, расхода и плотности газа, плотности жидкости.

7. Проведена оценка адекватности моделирующего аппарата, доказана адекватность используемых моделей для оценки пластового давления в простаивающей газоконденсатной скважине и модели для оценки забойного давления в обводненной газоконденсатной скважине.

8. Разработаны методики и алгоритмы реализации моделей технологических процессов добычи углеводородного сырья в условиях обводнения со СОЖ и расчета живучести объектов добычи газа.

## **4 РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЖИВУЧЕСТИ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ ГАЗА**

Следующим этапом создания АСНИ является разработка информационного и программного обеспечения (ПО).

### **4.1 Архитектура информационно-программного обеспечения АСНИ живучести объектов добычи газа**

В службе контроля разработки месторождений для выполнения геологического и газогидродинамического моделирования пластовых систем, моделирования системы добычи, сбора и подготовки углеводородов используется программная система «Интегрированная геолого-технологическая модель газоконденсатного месторождения» [185].

Функциональная модель [166] исходной ИГТМ представлена на рисунке 4.1.

Существует также программное обеспечение по подбору насосного оборудования к нефтяным скважинам («Автотехнолог» [196]), моделирования добычи продукции из скважины [60, 71], моделирования работы системы сбора продукции со скважин («ГазКондОил» [115]) и другие [99, 166].

Однако в этих программных продуктах отсутствует возможность моделирования работы системы ПСШ с насосной откачкой пластовой жидкости из обводненных газовых скважин, необходимая в АСНИ для определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины. Поэтому существующее информационное и программное обеспечение АСНИ требует совершенствования.

Таким образом, недостаток существующего программного обеспечения ИГТМ ОДГ заключается в отсутствии модели работы системы «пласт-скважина» с СОЖ.

Для реализации АСНИ живучести объектов добычи газа необходимо развитие существующего информационного и программного обеспечения [35, 39].

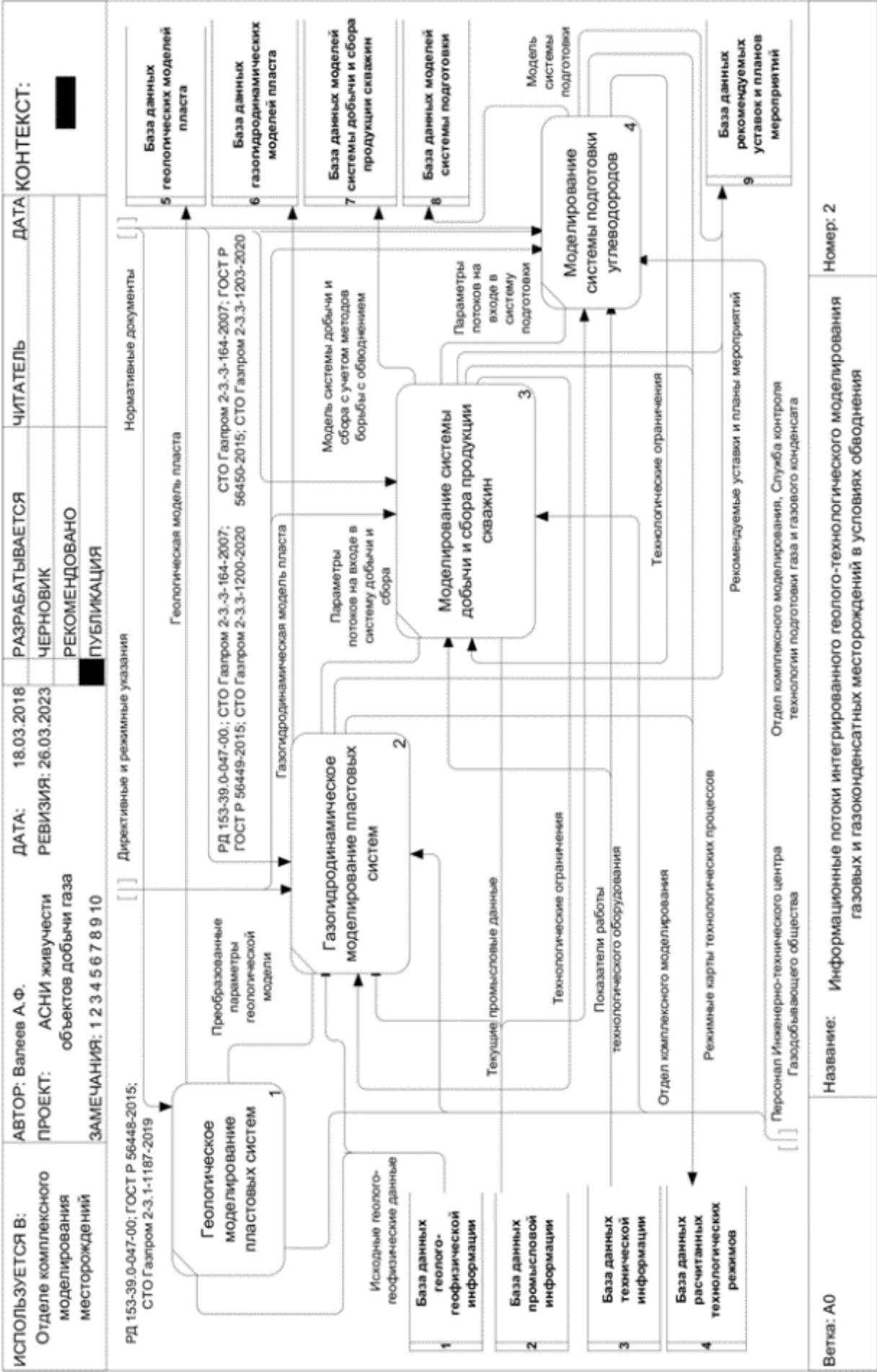


Рисунок 4.1 – Уточненная функциональная модель ИГТМ [ , 185]

Предлагаемая структура информационно-программного обеспечения АСНИ представлена на рисунке 4.2. АИС – автоматизированная информационная система; ПС – программная система; 1, 2 – показатели объекта добычи газа; 3, 4, 5 – результаты измерений и исследований скважин; 6, 10 – данные о конструкции и оборудовании скважин; 7, 8, 9, 11, 12, 13 – геолого-промысловые данные; 14 – технологические ограничения, проектные значения показателей добычи углеводородов, исходные экономические данные; 15 – параметры оборудования СОЖ; 16 – расчетные значения показателей объекта добычи газа с СОЖ и без СОЖ, показатели живучести объекта добычи газа; 17 – рекомендации по использованию СОЖ.

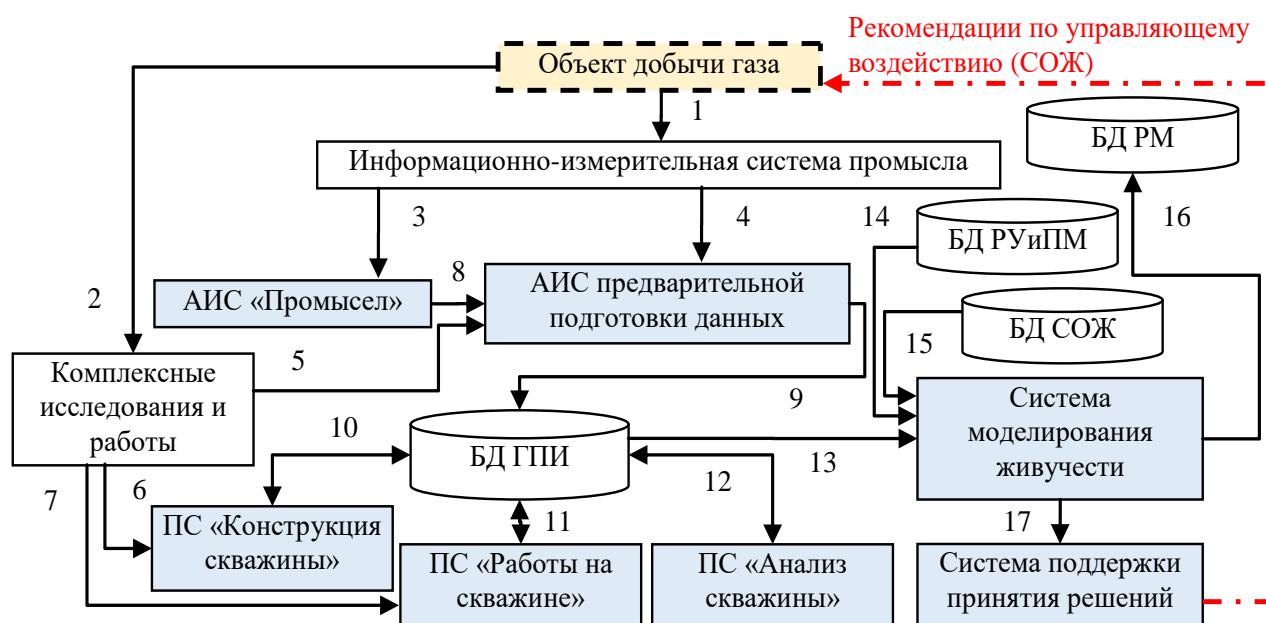


Рисунок 4.2 – Структура информационно-программного обеспечения автоматизированной системы научных исследований АСНИ живучести объектов добычи газа

Информационное обеспечение АСНИ включает базы данных БД РУиПМ, БД ГПИ, БД СОЖ и БД РМ, описанные в разделе 2.2.

Для обработки данных используются:

- ПС «Работы на скважине», позволяющая вносить, проводить верификацию и анализ первичных результатов геолого-промысловых и лабораторных исследований скважин, выполнять расчет пластовых давлений, получать оперативный доступ специалиста к каталогу отчетных документов и результатам прове-



денных мероприятий, информации о распределении давления, температуры и плотности продукции по стволу скважины.

- ПС «Анализ скважины» для анализа геолого-промысловой информации, расчета дренируемых запасов, формирования отчетных форм для выполнения авторского надзора за разработкой месторождений.

- ПС «Конструкция скважины» для ведения, визуализации и анализа данных о конструкции и оборудовании скважин, вскрытии и перекрытии продуктивного пласта, подготовки исходных данных для геолого-гидродинамического моделирования в формате Eclipse, Pipesim [283] и TНавигатор [92]. Модуль «Профиль скважины» используется для построения схем проекций вертикально, наклонно или горизонтально направленного ствола скважины на вертикальную и горизонтальную плоскости с учетом инклинометрии. Функционал модуля обеспечивает качество контроля изменений и верификации данных о конструкции, оборудовании, вскрытии и перекрытии продуктивного пласта для скважин с одним или несколькими стволами.

- АИС «Промысел» и АИС «Техрежим» для предварительной подготовки данных (геолого-промысловых данных месторождений нефти и газа – геолого-технических отчетов по работе скважин и движения их по фонду, технологический режим работы скважин, геофизические и гидродинамические исследования скважин, исследования на продуктивность, подземный ремонт скважин).

- ПС «GPI» для ведения и анализа данных первичных результатов геолого-промысловых исследований. ПО «GPI» позволяет работать результатами исследований объектов добычи газа статике и динамике: распределении температуры, давления и плотности флюида по стволу скважины; уровню жидкости. Представлять в виде графиков динамику изменения устьевых и забойных параметров скважины, проводить расчеты забойного давления «сухих» и обводненных газовых скважин с учетом их геотехнических особенностей [67].

- Система моделирования живучести для проведения узлового и системного анализа; определения потерь давления и получения характеристик работы скважин; подбора диаметра труб; моделирования СОЖ на скважинах; проверки и про-

гноза параметров технологических режимов работы скважин; расчета таблиц потерь давления в трубах, расчета показателей живучести.

Компоненты системы разрабатывались на протяжении нескольких лет, изначально представляли собой автономные автоматизированные информационно-программные системы. В настоящее время все подсистемы интегрированы в единую АСНИ, включающую систему моделирования живучести объектов добычи газа в условиях обводнения.

#### 4.1.1 Выбор и обоснование инструментальных средств программирования

Разработка ПО является сложным процессом, в котором главную роль играет человек, вынужденный управлять большим количеством информации, связанной с используемыми программой алгоритмами, структурами данных и способами их взаимодействия [140].

ПС «Работы на скважине», ПС «Анализ скважины», ПС «Конструкция скважины», АИС «Промысел» и АИС «Техрежим» разрабатывались в инструментальной среде Delphi [13]. Для хранения данных используется реляционная база данных (БД). Для управления базой данных используется система управления базами данных (СУБД) [65]. В качестве основной СУБД используется среда Oracle.

В настоящем разделе представлен выбор инструментальных средств необходим для разработки системы моделирования живучести объектов добычи газа.

Выбор начинается с обзора СУБД существующих на рынке ПО, это MS Sql Server, MySQL, Oracle Database, PostgreSQL, InterBase, MS Access. Результат сравнения инструментальных средств разработки БД приведён в таблице 4.1. Сравнительные характеристики выбранных СУБД дают общее представление о возможностях каждой из представленных СУБД.

Таблица 4.1 – Характеристики систем управления базами данных (по информации из открытых источников)

Характеристика	Система управления базами данных					
	MS Access	PostgreSql	Oracle Database	MySQL	InterBase	MS Sql Server
Разработчик	Microsoft	Сообщество PostgreSQL	Oracle	Oracle (Sun Microsystems)	Embarcadero Technologies (Borland)	Microsoft
Год создания	1992	1996	1979	1995	1985	1989
Тип лицензии	Проприетарная	PostgreSQL	Проприетарная	GPLv2 / проприетарная	Проприетарная	Microsoft EULA
Язык разработки	C++	C	Java, C++, Си	C, C++	-	C, C#, C++
Дополнительные характеристики	- Простота в использовании.	- Бесплатная. - Широкий функционал. - Большое сообщество разработчиков.	- Дорогая. - Широкий функционал. - Высокая надежность.	- Бесплатная. - Простота в использовании. - Широкий функционал. - Используется для веб-приложений. - Не требовательна к аппаратным ресурсам.	- Небольшой размер. - Не требует высоких аппаратных ресурсов. - Поддерживает управление параллельным доступом.	- Дорогая. - Высокая безопасность и производительность. - Поддерживает возможность установки разных версий на одной рабочей станции.
Встроенный язык запросов	VBA	PL/pgSQL	PL/SQL	MySQL sql	SQL, PL/SQL	T-SQL
Модель данных	Реляционная	Объектно - реляционная	Объектно-реляционная	Реляционная	Реляционная	Реляционная
Операционная система	Windows	Кроссплатформенность	Кроссплатформенность	Кроссплатформенность	Windows, Mac OS, Linux, UNIX, iOS и Android	Linux, UNIX, OS/2, Windows
Возможность использования языка SQL [233]	+	+	+	+	+	+
Возможность использовать сервер базы данных	–	+	+	+	+	+
Максимальный объем БД	2GB	Неограниченный	Неограниченный	Неограниченный	Неограниченный	Неограниченный

При выборе СУБД учитывались необходимые финансовые затраты на приобретение лицензий, необходимого оборудования, потенциальные размеры БД, кроссплатформенность, наличие встроенного языка запросов, поддержка реляционной модели данных и необходимость обучения персонала.

Из описанных СУБД в таблице 4.1 можно выделить две наиболее подходящих для коммерческого использования – это бесплатные решения MySQL и PostgreSQL.

Исходя из результатов сравнения, следует, что MySQL является наиболее предпочтительной СУБД для разработки информационного обеспечения системы моделирования живучести объектов добычи газа, т.к. данная СУБД удовлетворяет следующим требованиям:

- СУБД работает как локально, так и в качестве сетевой СУБД;
- MySQL имеет неограниченный объем БД;
- в этой СУБД объекты БД можно создавать с помощью визуального интерфейса или командами SQL;
- данная СУБД обладает необходимыми средствами идентификации и аутентификации пользователей и обладает возможностью выделения прав пользователю;
- наличие документации на русском языке;
- СУБД обладает большим числом программного обеспечения от различных разработчиков, наделяющим СУБД огромным спектром функций.

В качестве языка программирования для разработки системы моделирования выбран объектно-ориентированный язык C#, так как он является простым, позволяющим в сжатые сроки создавать многофункциональное, гибкое, масштабируемое и производительное ПО. C# поддерживает: инкапсуляцию, наследование, полиморфизм, лямбда-выражения, перегрузку операторов, статическую типизацию, многопоточность и др. Для C# разработано подробное техническое руководство на русском языке.

Для выбора инструментальной среды разработки системы моделирования живучести объектов добычи газа проведен сравнительный анализ, имеющегося на рынке ПО: Eclipse [264], Microsoft Visual Studio [288], SharpDevelop [284].

Результаты сравнительного анализа отражены в таблице 4.2.

Таблица 4.2– Характеристики инструментальных сред разработки ПО

Характеристика	Инструментальная среда разработки программного обеспечения		
	Eclipse [264]	SharpDevelop [284].	Microsoft Visual Studio [288]
Разработчик	Eclipse Foundation	ICSharpCode Team	Microsoft
Компилятор	низкая точность при обнаружении ошибок	-	высокая точность обнаружения ошибок
Поддержка языков разработки приложений	C/C++/C#, Python, Groovy, Ruby, PHP.	C++/C#, Basic.NET, Boo, IronPython, IronRuby, F#	C++/C#, F#, Basic.NET
Возможность использования языка SQL	+	+	+
Поддержка ООП	+	+	+
Доступ к БД	JDBC	-	ADO
Операционная система	Windows, Mac OS, Linux	Windows	Windows
Иструменты для работы с базами данных	SQL Builder BDE Administrator, Database Desktop	-	Database Diagram Designer, Query/View/Table Designer, Server Explorer, Solution Explorer
Поддержка интерфейса пользователя (оконного)	+	+	+
Лицензия	Eclipse Public License	Свободная	Пользовательское соглашение
Скорость и удобство разработки приложений	быстрота и удобство разработки приложений производительных, высоконадёжных приложений	-	быстрота и удобство разработки приложений

Для работы с БД в многофункциональной среде Visual Studio есть несколько наборов компонентов, совместима с СУБД MySQL. Visual Studio является наилучшей средой разработки для C#, является продукт от компании Microsoft, поддерживает систему контроля версий и есть опыт работы с данной средой разработки.

Таким образом, для развития информационно-программного обеспечения АСНИ живучести объектов добычи газа выбраны: язык программирования C#, инструментальное средство разработки Microsoft Visual Studio и СУБД MySQL.

## 4.2 Разработка информационного обеспечения АСНИ

Структура БД ГПИ представлена на рисунке 4.3. БД ГПИ содержит исходные данные о геологическом строении, вскрытых участках продуктивного пласта, свойствах и составе пластового флюида, об объекте добычи газа (местоположении, траектории, конструкции и оборудовании, технологических режимах работы, простоях скважин), результаты исследований (геофизических, газогидродинамических, промысловых и лабораторных), геолого-технической отчетности и прочей информации.

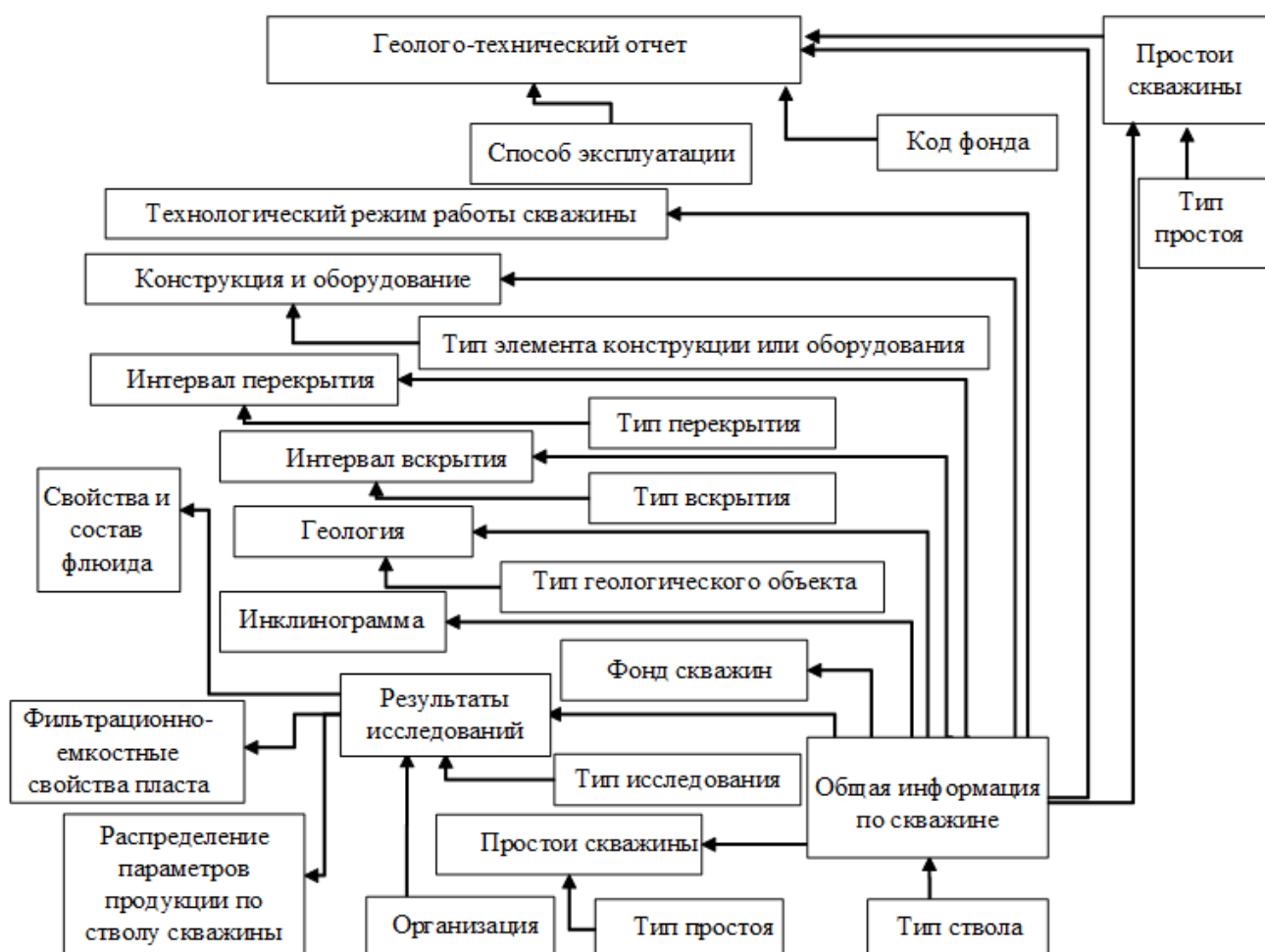


Рисунок 4.3 – Структура базы данных геолого-промысловой информации

Даталогическая модель БД РМ представлена на рисунке 4.4. БД РМ предназначена для хранения исходной информации и результатах моделирования: пара-

метры объектов добычи газа, оборудовании СОЖ, исследователе, выполняющем моделирование, а также заданных условий, при которых проводится расчет.

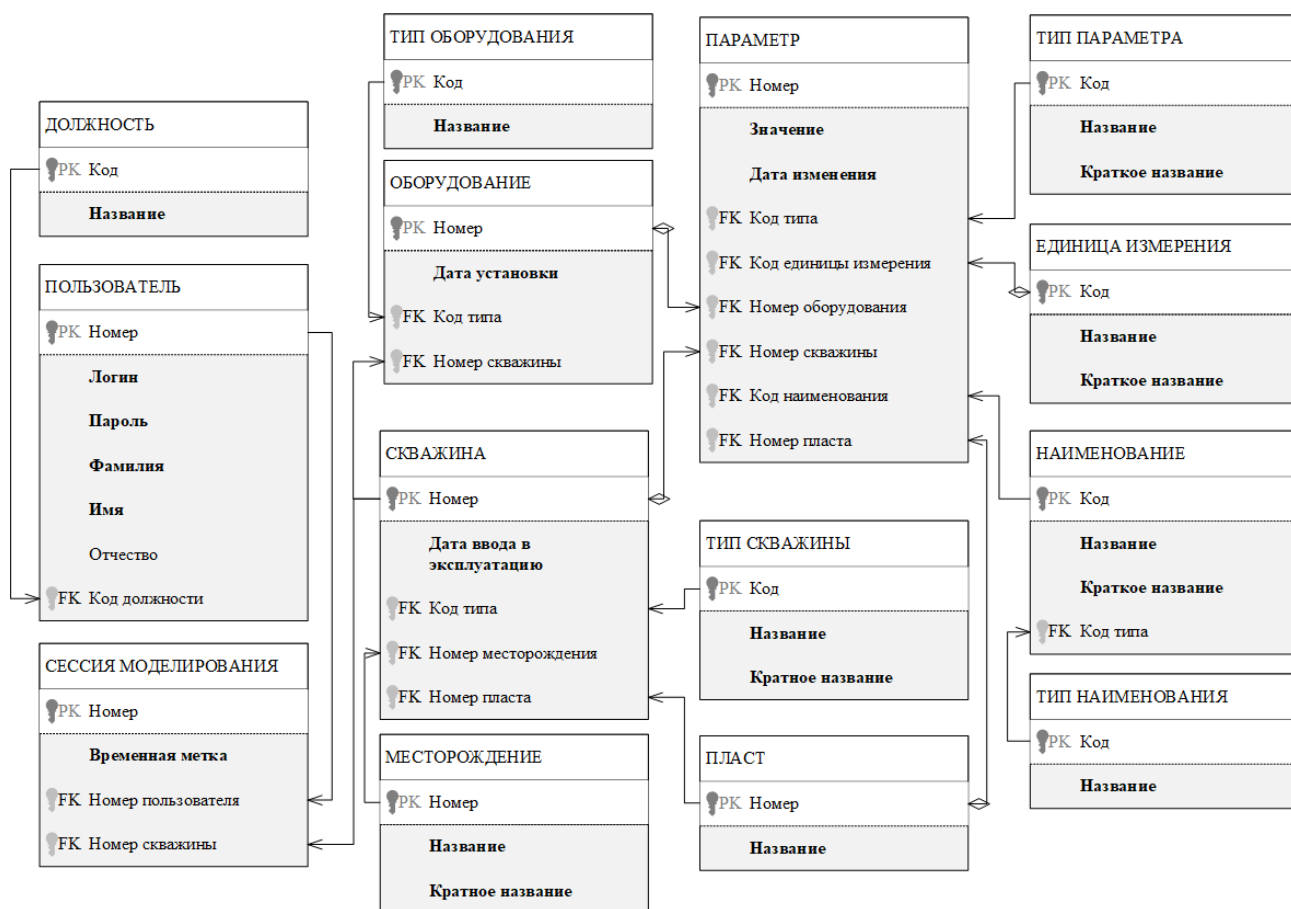


Рисунок 4.4 – Даталогическая модель базы данных результатов моделирования

Основными сущностями БД РМ являются: месторождение, скважина, пласт, оборудование, входные и выходные параметры, единицы измерения, сессия моделирования, информация о пользователе.

Таким образом, разработано информационное обеспечение АСНИ живучести объектов добычи газа в условиях обводнения.

### 4.3 Разработка программного обеспечения АСНИ

В существующем программном обеспечении, рассмотренном в разделе 1.4, отсутствует возможность исследования живучести объектов добычи газа в условиях обводнения.

Поэтому создано программное обеспечение АСНИ живучести объектов до-

бычи газа на основе существующих, разработанных с участием автора программных систем «Промысел», «Конструкция скважины», «Работы на скважине», ИГТМ и включающее систему моделирования СОЖ.

#### 4.3.1 Автоматизированная информационная система «Промысел»

В ООО «ВолгоУралНИПИГаз» при участии автора разработана автоматизированная информационная система «Промысел» (АИС «Промысел») [14], используется в Газопромысловом управлении (ГПУ) ООО «Газпром добыча Оренбург», предназначена для ведения базы данных (БД) геолого-технической информации и формирования ежемесячных отчетов по работе газоконденсатных и нефтяных скважин ОНГКМ:

- «ГТО» – Геолого-технический отчет по добыче газа и конденсата.
- «Фонд» – отчет о распределении фонда скважин.
- «Баланс» – отчет по добыче газа и конденсата, балансу времени работы и простоя скважин.

Основные задачи АИС «Промысел»:

1. Ведение базы геолого-промысловых данных.
2. Ввод и просмотр табличных данных по изменениям давлений и дебитов скважин.
3. Оперативный доступ к информации о давлениях, дебитах, времени работы и простоев скважин.

4. Выгрузка отчетов «ГТО», «Фонд», «Баланс» в формате Microsoft Excel.

Функциональная схема АИС «Промысел» представлена на рисунке 4.5.

Структура БД геолого-технической информации (ГТИ) скважин представлена на рисунке 4.6.

В БД хранится ГТИ из следующих документов:

- Отчетов по замерам устьевого (буферного) и затрубного давлений скважин в динамике.
- Отчетов по исследованиям скважин на продуктивность.
- Акты геолого-технических мероприятий на скважинах.





Рисунок 4.5 – Функциональная схема АИС «Промысел»

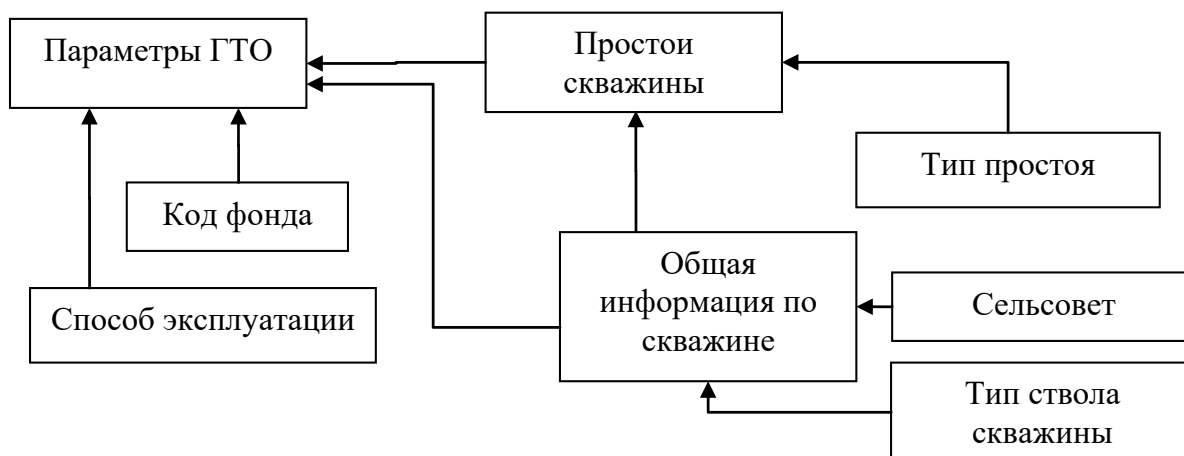


Рисунок 4.6 – Структура БД ГТИ скважин

Пользователи АИС «Промысел»:

- геологи оперативно-производственных служб установок комплексной подготовки газа (УКПГ);
- специалисты геологического отдела ГПУ;
- специалисты отделов геологии / разработки компании – недропользователя;
- специалисты научно-проектной организации (исполнитель проекта разработки месторождения).

Геолого-техническими параметрами газоконденсатных скважин являются: давления (буферное и затрубное), дебиты (газа, воды и конденсата), фактическое время работы скважины, номер эксплуатационного объекта/залежь.

Данные из «ГТО» используются в качестве существующего режима при формировании технологического режима работы газоконденсатных скважин на следующий месяц.

Просмотр и редактирование ГТИ за отчетный месяц по газоконденсатным скважинам осуществляется в окне «Входная информация для ГТО» (рисунок 4.7).

Входная информация для ГТО по газу и конденсату

Данные Вид Закрыть

УКПГ 3 Дата отчета Июнь 2014 Открыть отчет

Отчетная суммарная добыча

Газ, тыс.м3 116715,975 Конденсат, т 771,372

КГФ, кг/м3 0,006608966767402660

КГФ Ан.залежь, кг/м3 0,054

Пересчитать конденсат

Скважины 102

№	Название скважины	Р гол. кгс/см2	Р затр. кгс/см2	Дебит газа, тыс.м3/сут	Дебит воды, м3/сут	Время работы (факт), ч	Объект/ залежь	Дебит конденсата, т/сут
29	3021	36	48	133,3	0	695	2	0,8
30	3023	34	43	83,3	0	720	2	0,5
31	3024	44	30	34,7	0	720	2	0,4
32	3025	51	55	18	0	456	2	0,3
33	3028	46	64	30	0	720	2	0,4
34	3030	45	35	21,7	6,667	692	2	0,3
35	3031	36	10	46,7	0	720	2	0,3
36	3032	35	8	70	0	720	2	0,4
37	3033	34	48	41,7	0	690	2	0,4
38	3034	35	2	96,7	0	716	2	0,6
39	3035	35	27	70	0	693	2	0,4
40	3037	34	3	25,7	0	720	2	0,3
41	3038	36	25	65	0	720	2	0,4
42	3039	37	43	33,3	0	720	2	0,4
43	3040	38	49	40	0	678	2	0,4

ИТОГО ГАЗ: 120911,975 ВОДА: 904,742 КОНДЕНСАТ: 914,222 (31,63) ВРЕМЯ [факт. (прост./прост. по ГТО)]: 66515 (6925/6925)

ГАЗ(скважины-доноры): 1085

Рисунок 4.7 – Вид окна «Входная информация для ГТО по газу и конденсату»

Для расчета дебита конденсата, должно быть известно значение конденсатногазового фактора (КГФ). Величину КГФ вводят в поле «КГФ» либо задают суммарные отчетные значения добычи газа и конденсата в соответствующие поля (при двойном клике мыши в области поля ввода – значение изменяется на суммарную добычу по данным таблицы «Скважины»), после чего программа автоматически рассчитывает значение КГФ и заполняет соответствующее поле. Для пересчета значений дебита конденсата для скважин, сначала задаются значения дебита газа и фактическое время работы для каждой скважины в таблице «Скважины» (рисунок 4.7).

Желтым цветом в таблице «Скважины» выделяются ячейки, значения которых отличаются от значений в предыдущем месяце, в столбце «время работы» выделяются ячейки со значениями, отличающимися от максимально возможного чис-

ла рабочих часов в отчетном месяце (рисунок 4.7).

При ведении БД требуется проводить контроль изменений, верификацию и анализ загружаемых данных по скважинам:

- выявлять ошибки при вводе данных (человеческий фактор);
- выявлять изменения работы скважин по сравнению с предыдущим месяцем.

В БД ежемесячно заносятся данные о времени нахождения скважины в бездействующем фонде с учетом следующих типов простоев:

*1. Типы простоев газовых скважин:*

- ремонты (капитальный ремонт скважин (КРС), подземный ремонт скважин (ПРС), интенсификация притока, на устье скважины);
- ликвидация аварий в процессе (КРС, ПРС, ремонта на устье скважины);
- осложнения при эксплуатации (продувка шлейфа, гидраты, обводнение, накопление давления, отложения солей, извлечение жидкости с забоя);
- исследования (газогидродинамические, гидродинамические, глубинные, геофизические);
- в ожидании проведения работ (КРС, ПРС, освоение);
- ремонтные работы на скважине (освоение, освоение компрессированием, ингибирование скважины);
- ремонтные работы на УКПГ (на УКПГ, отключение э/энергии, ремонт газопроводов, профилактические работы, пуско-наладочные работы);
- снижение работы (ограничение отбора, остановка скважины в резерв);
- отсутствие шлейфа;
- прочие простои.

Время простоев скважины задается в окне «Время простоев» (рисунок 4.8).

УКПГ - Время простоя

Данные Закрыть

Скважина

№	Скважина	Вр. раб. ГТО	Итого вр. раб.	Итого простои	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	...	500	736	8		8																				
2	...	650	650	94																						
3	...	650	650	94																						

Скважина ... РЕМОНТЫ, ПОДЗЕМНЫЙ

Ошибки 1

№1 ... 500 <> 736 (~236)

Рисунок 4.8 – Окно для ввода значений простоев скважины

Программа выдает сообщения об ошибках (в нижней части окна), если сумма времени простоев и фактического времени работы скважины не совпадает с календарным временем (рисунок 4.8).

В отчет «ГТО» выводятся следующие данные:

1. Тип ствола скважины: вертикальная, наклонная, горизонтальная, многоствольная.
2. Для газоконденсатных скважин: объект/залежь, давления (буферное, затрубное), дебиты (газа, воды, конденсата), добыча (газа, воды, конденсата) за отчетный месяц/с начала отчетного года/с начала эксплуатации, фактическое и календарное время работы.
3. Рассчитанные коэффициенты использования и эксплуатации по УКПГ/залежам.

В отчете «Фонд» содержится информация:

1. Тип ствола, тип фонда, наличие жидкости в продукции скважин, суммарное количество скважин по типам фонда для эксплуатационных объектов/УКПГ/залежей.
2. Итоговое распределение газоконденсатных скважин по типам фонда для УКПГ/залежей.

В отчет «Баланс» выводятся рассчитанные в АИС «Промысел» эксплуатационные показатели скважин:

1. Количество, суммарная добыча газа, время работы скважин, введенных в эксплуатацию с начала отчетного года, итоговая добыча газа, время работы по типу фонда за отчетный месяц, количество введенных скважин, суммарное время

простоев скважин по типам простоев за отчетный месяц по залежам.

2. Суммарная добыча газа, число скважино-месяцев, средний дебит на отработанный скважино-месяц, число скважин, дающих продукцию на конец квартала, по старым, новым, вышедшим из бездействия скважинам с начала отчетного квартала/года.

3. Баланс календарного времени эксплуатационного фонда газовых скважин (календарное время всего эксплуатационного фонда, время эксплуатации, простои, календарное время скважин, не дававших продукцию в последнем месяце отчетного периода и находящихся в ожидании обустройства/обустройстве).

4. Количество введенных скважин (новых: из бурения, из освоения с прошлых лет, из консервации; из бездействия), распределение скважин по типу фонда (количество).

5. Время простоев и количество скважин по типам простоев за отчетный месяц и с начала года по УКПГ/залежам.

6. Распределение скважин (количество) для УКПГ/залежам по времени работы (0-5, 5-10, 10-15, 15-20 ... лет) эксплуатационных колонн.

Дополнительные возможности АИС «Промысел»:

1. Изменение у скважины кода фонда, типа ствола, способа эксплуатации и времени нахождения в фонде.

2. Добавление информации о новой скважине (название скважины, принадлежность к залежи, УКПГ и сельсовету, дата окончания бурения, дата начала эксплуатации).

3. Просмотр и изменение у скважины годовой / накопленной добычи газа, конденсата и воды по каждому эксплуатационному объекту залежи.

4. Редактирование справочника сельсоветов.

5. Изменение справочника с фамилиями, инициалами, должностями ответственных лиц, подписывающих отчеты.

Таким образом, для ведения в ГПУ БД ГТИ газоконденсатных скважин разработана АИС «Промысел», позволяющая оперативно формировать ежемесячные отчеты «ГТО», «Фонд», «Баланс».

### 4.3.2 Программная система «Конструкция скважины»

В комплексном отделе проектирования и анализа процессов разработки НГКМ и добычи ООО «ВолгоУралНИПИгаз» для работы с БД конструкции, вскрытия и перекрытия газовых и нефтяных скважин разработана с участием автора программная система «Конструкция скважины» (рисунок 4.9) [66].

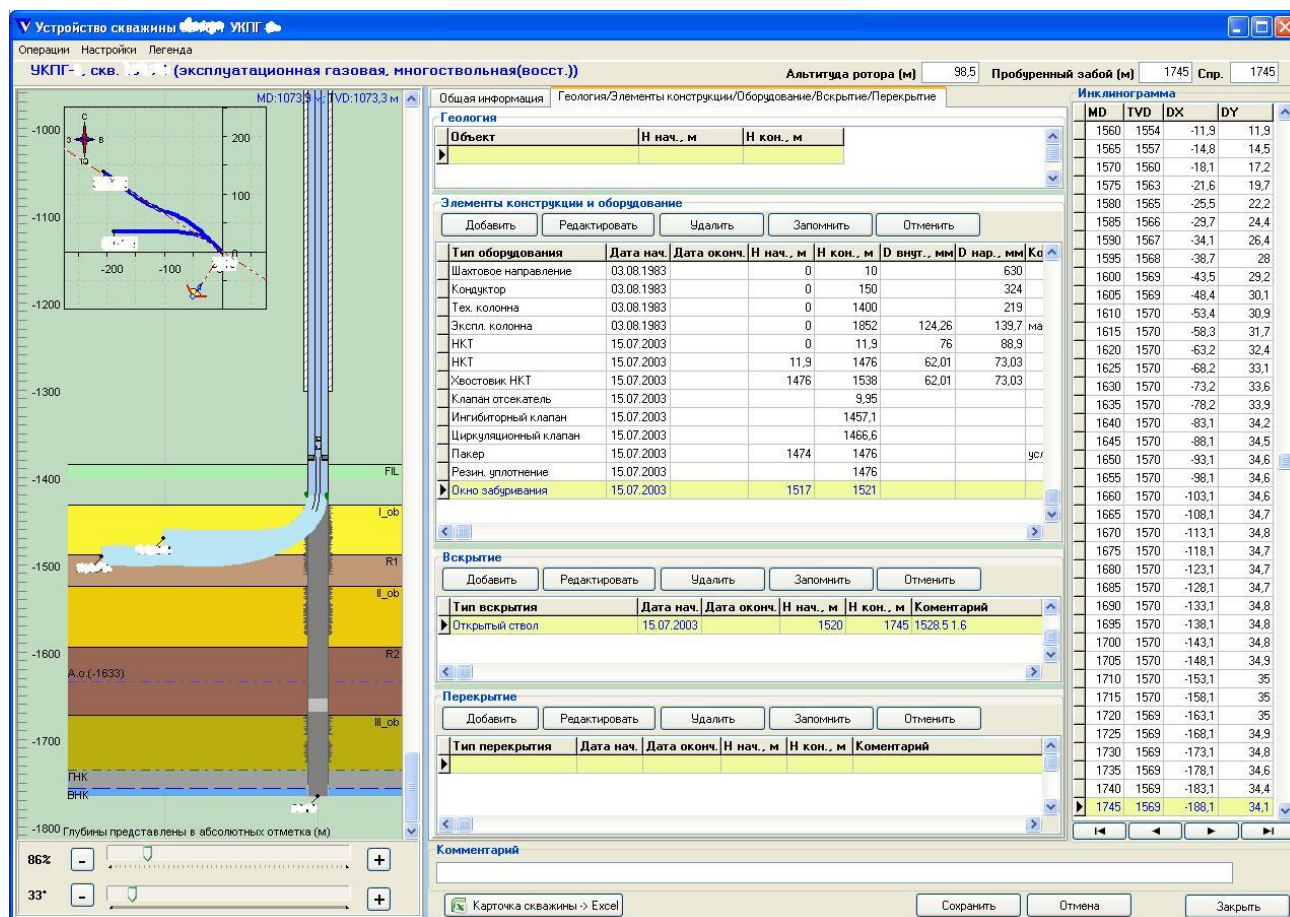


Рисунок 4.9 – Вид окна «Геология/Элементы конструкции/Оборудование/Вскрытие/Перекрытие» ПС «Конструкция скважины»

В БД хранится информация из следующих документов:

- Паспорт скважины.
- История проводки ствола скважины.
- Схема компоновки подземного оборудования.
- Акты капитального ремонта скважины.
- Компоновка подземного оборудования.

При ведении БД требуется проводить контроль изменений, верификацию и

анализ загружаемых данных по скважинам:

- выявлять ошибки при вводе данных;
- проверять условия реалистичности расположения элементов конструкции, интервалов вскрытия и перекрытия скважины относительно друг друга и геологических пластов.

Для обеспечения качества контроля данных о конструкции скважин и вскрытии продуктивного пласта разработан модуль визуализации конструкции скважин и положения ствола скважины в пространстве - «Профиль скважины».

ПС «Конструкция скважины» позволяет оперативно автоматически строить схемы проекций ствола скважины на вертикальную (устье-забой скважины) и горизонтальную (на устье скважины относительно сторон света север-запад-юг-восток) плоскости на основе данных конструкции, вскрытии, перекрытии и инклинометрии скважины, полученных из БД.

На схеме проекции ствола скважины на вертикальную плоскость изображаются:

- *направление ствола скважины с учетом инклинометрии;*
- *элементы конструкции и оборудование скважины (шахтовое направление, кондуктор, техническая колонна, эксплуатационная колонна (ЭК), хвостовик ЭК, фильтр на ЭК, насосно-компрессорные трубы (НКТ), хвостовик НКТ, фильтр на НКТ, пакер, резиновое уплотнение, насос, окно забуривания горизонтального ствола);*
- *интервалы вскрытия продуктивного пласта (открытый ствол скважины, перфорация ЭК, перфорация НКТ, радиальное вскрытие пласта);*
- *положения установленных интервалов перекрытия (мосты, выборочная водоизоляция) ;*
- *положения маркеров стратиграфических отметок;*
- *положение средневзвешенной плоскости залежи;*
- *альтитуда стола ротора;*
- *пересчет глубин в абсолютные отметки.*

На схеме проекции ствола скважины на горизонтальную плоскость отобража-

ется траектория отхода ствола скважины от вертикали по данным инклинометрии.

Программа позволяет строить проекции стволов газовых и нефтяных вертикальных, наклонных, горизонтальных и многоствольных скважин.

На рисунке 4.10 представлен вид окна «Профиль скважины» ПС «Конструкция скважины» со схематическим изображением многоствольных газовых скважин.

Слева на схеме (рисунок 4.10) выводится шкала глубин в абсолютных отметках от положения ротора до забоя скважины. В квадратной рамке строится схема проекции ствола скважины на горизонтальную плоскость с указанием положения вертикальной плоскости (красная штрих-пунктирная линия) проекции скважины с виртуальной точкой ракурса просмотра и направлений сторон света. Для многоствольных скважин на схемах проекций выводятся подписи с названием каждого ствола.

Представление ствола скважины в виде схем проекции позволяет визуально проводить контроль изменений, верификацию и анализ данных по скважинам, сверяя интервалы установки элементов конструкции, вскрытия продуктивного пласта и перекрытия скважины по данным из документов.

Дополнительные возможности ПС:

- при наведении курсора мыши на проекцию ствола скважины в правом верхнем углу окна отображается информация об измеренной длине (MD) ствола скважины;
- масштабирование схем проекций скважины;
- изменение точки ракурса просмотра за счет поворота вертикальной плоскости проекции скважины вокруг вертикальной оси устье – забой скважины;
- настройка размеров, выбор выводимых элементов конструкции и схем проекций ствола скважины;
- передача схем проекций ствола скважины в виде рисунков в буфер обмена Windows.
- передача схем проекций ствола скважины в виде рисунков и данные конструкции, вскрытия, перекрытия в виде таблиц в файл Microsoft Excel для одной



или нескольких скважин, выбранных из базы данных по заданному условию (принадлежность к залежи или УКПГ, по типу ствола скважины, наличию элемента конструкции, типу вскрытия, типу перекрытия и т.д.).

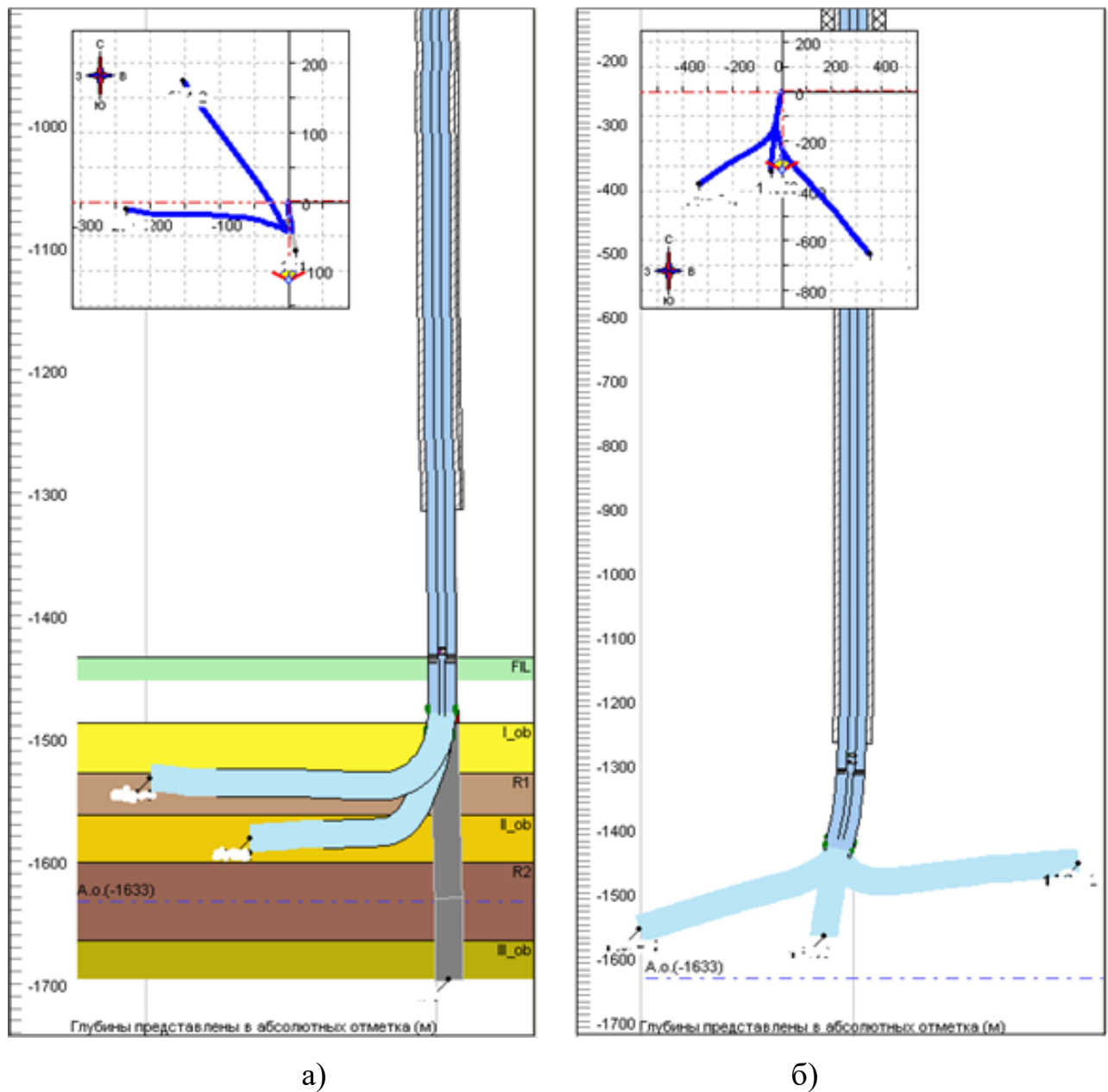


Рисунок 4.10 – Вид окна «Профиль скважины» ПС «Конструкция скважины»:

а) профиль вертикальной скважины с двумя зарезками боковых горизонтальных стволов, б) профиль скважины с тремя горизонтальными стволами

Таким образом, модуль «Профиль скважины» ПС «Конструкция скважины» обеспечивает построение схем проекций ствола скважины на вертикальную и го-

ризонгальную плоскости с учетом инклинометрии, позволяет обеспечить визуализацию данных конструкции и вскрытия продуктивных отложений в газовых и нефтяных вертикальных, наклонных, горизонтальных и многоствольных скважин.

#### 4.3.3 Программная система «GPI»

При разработке больших и уникальных по запасам месторождений проводится широкий комплекс исследований и мероприятий на скважинах. Для оперативного анализа необходимо обрабатывать поступающую с промысла первичную информацию в виде файлов с актами и заключениями по геолого-промысловым исследованиям (ГПИ – GPI), выполненным несколькими организациями. Файлы при этом имеют различное содержание и форматы. Актуальной задачей становится создание программ, ускоряющих предварительную обработку и подготовку документов к загрузке в базу данных [185].

В комплексном отделе проектирования и анализа процессов разработки нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) и добычи ООО «ВолгоУрал-НИПИГаз» для работы с базой данных (БД) первичных результатов ГПИ газовых и нефтяных скважин создана с участие автора и используется программа «GPI», входящая в состав программного комплекса «Скважина» программных систем «Работы на скважине» и «Анализ скважины» [15].

ПС «GPI» позволяет решать следующие задачи:

1. Ведение БД первичных результатов ГПИ скважин.
2. Получение оперативного доступа к информации о распределении давления, температуры и плотности флюида по стволу скважины.
3. Расчет забойного давления остановленной (статический режим - статика) и работающей (динамический режим - динамика) скважины.
4. Выгрузка результатов ГПИ скважины в виде отчета формата Microsoft Excel.
5. Передача данных для интегрированной геолого-технологической модели месторождения [184].
6. Визуализация в виде графиков распределения параметров флюида по

стволу скважины, истории изменения устьевых и забойных давлений скважины в статике и динамике.

В БД хранится информация из документов (заключений по оперативной обработке и интерпретации материалов, приложений) с результатами ГПИ скважин, выполненных несколькими организациями и имеющих различные структуры и форматы файлов (\*.doc, \*.xls, \*.pdf).

В заключениях по ГПИ могут содержаться следующие результаты исследований [104, 194, 88]:

- замеры давления и температуры по стволу скважины, на забое и устье в работающей скважине;
- регистрация давления и температуры в остановленной скважине;
- регистрация кривой восстановления давления с определением фильтрационно-емкостных свойств;
- регистрация давления и температуры с привязкой к разрезу и подземному оборудованию;
- данные по отбору проб флюида скважин (глубинные, поверхностные и сепарационные);
- разнонапорность, межпластовые перетоки при вскрытии и отработке продуктивных отложений большой толщины [105].

Данные ГПИ, хранящиеся в БД:

- пластовое давление и температура на глубине абсолютной отметки (а.о.) средневзвешенной плоскости залежи;
- давление и температура на забое скважины (доход прибора);
- давление и температура на устье скважины в статическом и динамическом режимах;
- дебиты газа, нефти, конденсата и воды;
- давление и температура на глубине кровли продуктивной толщи (КПТ);
- время работы до снятия кривой восстановления давления (КВД), глубина снятия, давление перед снятием, время снятия, пластовое давление по КВД;
- данные по отбору пробы жидкости: плотность, замеренная глубина (MD –

measure depth), глубина по вертикали (TVD – true vertical depth);

– распределение давления, температуры и плотности флюида по стволу скважины.

Просмотр и редактирование результатов ГПИ осуществляется в главном окне программы – «Результаты ГПИ» (рисунок 4.11). Информация по всем проведенным ГПИ выбранной скважины выводится в виде таблицы.

Скважина № [ ] [УКПГ- ] Результаты ГПИ [ ], 12.02.2013

Залезть: [ ] УКПГ: [ ] № скв.: [ ] УМ: [ ] Тип ствл.: Вертикальная

Дата исследования с: 12.02.2013 по 12.02.2013 Альтитуда ротора, м: 94,2 Объект: 1 Пробур. забой, м: 1771 Комментарий: Н=1715 м. р= 0.631-0.804 г/см<sup>3</sup>

Тип исследования: ☒ Статика ☐ Динамика ☐ Замер геолога

Организация: ОГФ № комплекса: 1 Дата замера: 12.02.2013

Время остановки: ☐ Длительная ☐ Нет времени ☒ Времени, ч: 9

Интервал, м: от 0 до 1750 Искusst. забой, м: 1753 Шайба, мм: [ ]

Устьевые параметры: Давление, кгс/см<sup>2</sup>: 29,9 Температура, °C: [ ] Дебит нефти, т/сут: [ ] Дебит газа, т. м<sup>3</sup>/сут: 13 Дебит конд., т/сут: 0 Дебит воды, м<sup>3</sup>/сут: 0

Параметры на а.о.: Давление, кгс/см<sup>2</sup>: 35,7 Температура, °C: [ ] Абс. отметка, м: 1633 Глубина MD, м: 1727,9 Глубина TVD, м: 1727,2

Глубинный замер: Давление, кгс/см<sup>2</sup>: 37,6 Температура, °C: 29,1 Глубина MD, м: 1750 Глубина TVD, м: [ ]

Отбор проб: Плотность, г/см<sup>3</sup>: [ ] Глубина MD, м: 1750 Глубина TVD, м: [ ]

Результаты замеров: 22

№	TVD, м	MD, м	T, °C	Р, кгс/см <sup>2</sup>	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Флюид	Комментарий
1	1750	29,1	37,6	0,804			
2	1725	29,1	35,6	0,785			
3	1715	29,2	34,9	0,631			
4	1708	29,4	34,8	0,035			БНК
5	1700	29,5	34,8	0,036			
6	1690	29,6	34,4	0,033			

Параметры на КПП: Р, кгс/см<sup>2</sup>: 34,7 MD, м: 1690 T, °C: [ ] TVD(без альтитуды), м: 1595,8

Жидкость: Плотность, г/см<sup>3</sup>: [ ] MD, м: [ ] TVD, м: [ ] Вывод

Результаты расчета: Рао(расчет НИИ), кгс/см<sup>2</sup>: 35,8 Рпл. а.о.(расчет НИИ по "сухому" газу), кгс/см<sup>2</sup>: 34,7 Дата: 11.03.2015 Пользователь: Автопат. Комментарий к расчету: [ ]

Результаты ГПИ [ОГФ, 12.02.2013]

Открыть Добавить Редактировать Удалить Сохранить Отменить

№	Дата нач.	Дата окон.	Дата зам.	Орг.	№Ком.	Вид зам.	Время ост.	Интер. MD от	Интер. MD до	Д шбы	Об.	Р <sub>у</sub>	T <sub>у</sub>	Р <sub>зам</sub>	T <sub>зам</sub>	MDзам	TVDзам	Р <sub>ао</sub>	T <sub>ао</sub>	Дата расч.	Р <sub>ао</sub> (расч.)	Р <sub>ао</sub> (расч."сух.")	Комм. к р
1	12.02.2013	12.02.2013	12.02.2013	ОГФ	1	Динамика	9	0	1750			16,6	34,1	29,1	1750			35,7	32,4	11.03.2015	35,8	34,7	
2	12.02.2013	12.02.2013	12.02.2013	ОГФ	1	Статика	9	0	1750		1	29,9	37,6	29,1	1750			35,7	32,4	11.03.2015	35,8	34,7	

Все результаты ГПИ по скважине (23):

№	Дата нач.	Дата окон.	Дата зам.	Орг.	№Ком.	Вид зам.	Время ост.	Интер. MD от	Интер. MD до	Д шбы	Об.	Р <sub>у</sub>	T <sub>у</sub>	Р <sub>зам</sub>	T <sub>зам</sub>	MDзам	TVDзам	Р <sub>ао</sub>	T <sub>ао</sub>	Дата расч.	Р <sub>ао</sub> (расч.)	Р <sub>ао</sub> (расч."сух.")	Комм. к р	
1	07.07.2015	07.07.2015	07.07.2015	ОГФ	5	Статика	120	0	1740		1	31,6	38,4	29,3	1740			37,2		17.08.2015	38,4	36,7		
2	25.02.2015	25.02.2015	25.02.2015	ОГФ	5	Динамика		0	1740	66	1	15,9	29,4	29,1	1740			28,5		06.05.2015	18,6			
3	04.06.2014	04.06.2014	04.06.2014	ОГФ	5	Статика	120	0	1750	57	1	33,8	42,1	29,4	1750			40,1		11.03.2015	40,1	39,2		
4	25.03.2014	25.03.2014	25.03.2014	ОГФ	5	Динамика		0	1750	57	1	16,7	30,1	28,9	1750			28,8		11.03.2015	19,6			
5	23.09.2013	23.09.2013	23.09.2013	ГПУ		Замер геолога	72	0			1	33								11.03.2015	38,4	38,2		
6	21.08.2013	21.08.2013	21.08.2013	ЦНИИР		Статика	120	0	1750		1	33,1	10	39,7	29,7	1750			38,3	28,7	11.03.2015	38,4	38,2	
7	12.02.2013	12.02.2013	12.02.2013	ОГФ	1	Динамика		0	1750			16,6	34,1	29,1	1750			32,4		11.03.2015	19,3			
8	12.02.2013	12.02.2013	12.02.2013	ОГФ	1	Статика	9	0	1750		1	29,9	37,6	29,1	1750			35,7		11.03.2015	35,8	34,7		
9	03.08.2012	03.08.2012	03.08.2012			Статика	168	0	1704		1	35,9	10	41,7	29,6	1704			41,8		11.03.2015	41,8	41,7	
10	06.07.2011	09.07.2011	09.07.2011	ОГФ	6	Статика	72	0	1745		1	33,7	38,9		1745			38,5		11.03.2015	38,5	39,2		
11	26.11.2009	26.11.2009	26.11.2009			Статика	9	0	1744		1	30,1	36	28,3	1744			34,8		11.03.2015	36	34,5		
12	25.09.2008	25.09.2008	25.09.2008			Статика	9	0	1747		1	32,2	39,3	28,3	1747			37,7		11.03.2015	39,2	37,4		
13	26.09.2007	26.09.2007	26.09.2007			Статика	72	0	1750		1	39,1	49,1	30,3	1750			47,47		11.03.2015	49	45,4		
14	05.07.2005	05.07.2005	05.07.2005			Статика	9	0	1752		1	36	44,2	28,1	1752			42		11.03.2015	44,1	41,8		

Показать графики

Режим: Редактирование замера

Пользователь: Валеев А.Ф.

Рисунок 4.11 – Вид окна «Результаты ГПИ» ПС «Анализ скважины»

Программа «GPI» позволяет выводить на экран графики распределения давления, температуры и плотности флюида по стволу скважины, замеренные глубинным манометром (рисунок 4.12). Данные, используемые для построения графиков, выводятся на экране в табличном виде. Визуальное изображение распределения параметров флюида скважины по стволу позволяет определить глубину дохода манометра, наличие, плотность и положение уровней жидкости в скважине, выявить температурные аномалии.

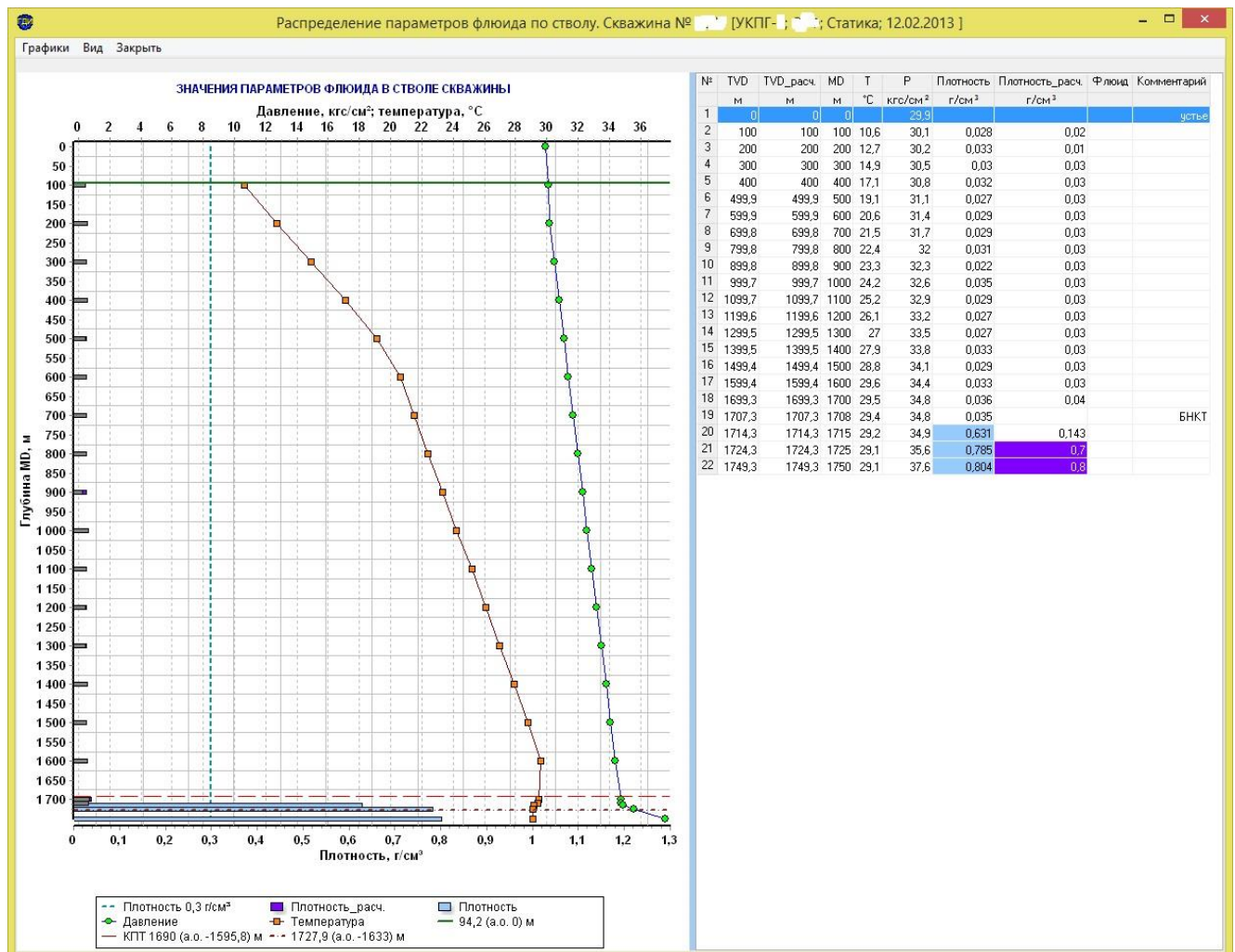


Рисунок 4.12 – Вид окна «Распределение параметров флюида по стволу скважины»

### ПС «Анализ скважины»

Программа «GPI» позволяет получать графики изменения во времени давлений на забое и устье скважины в статике и динамике, положения уровня жидкости, пластового давления по КВД (рисунок 4.13).

Программа «GPI» оснащена механизмом, позволяющим проводить контроль изменений, верификацию и первичный анализ загружаемых данных ГПИ по скважинам:

- выявлять ошибки при вводе данных (человеческий фактор);
- проверять условия реалистичности физических процессов в скважине для значений давлений (например, пластовое давление должно быть больше, а буферное и затрубное давления должны быть меньше давления на забое скважины и т.д.).



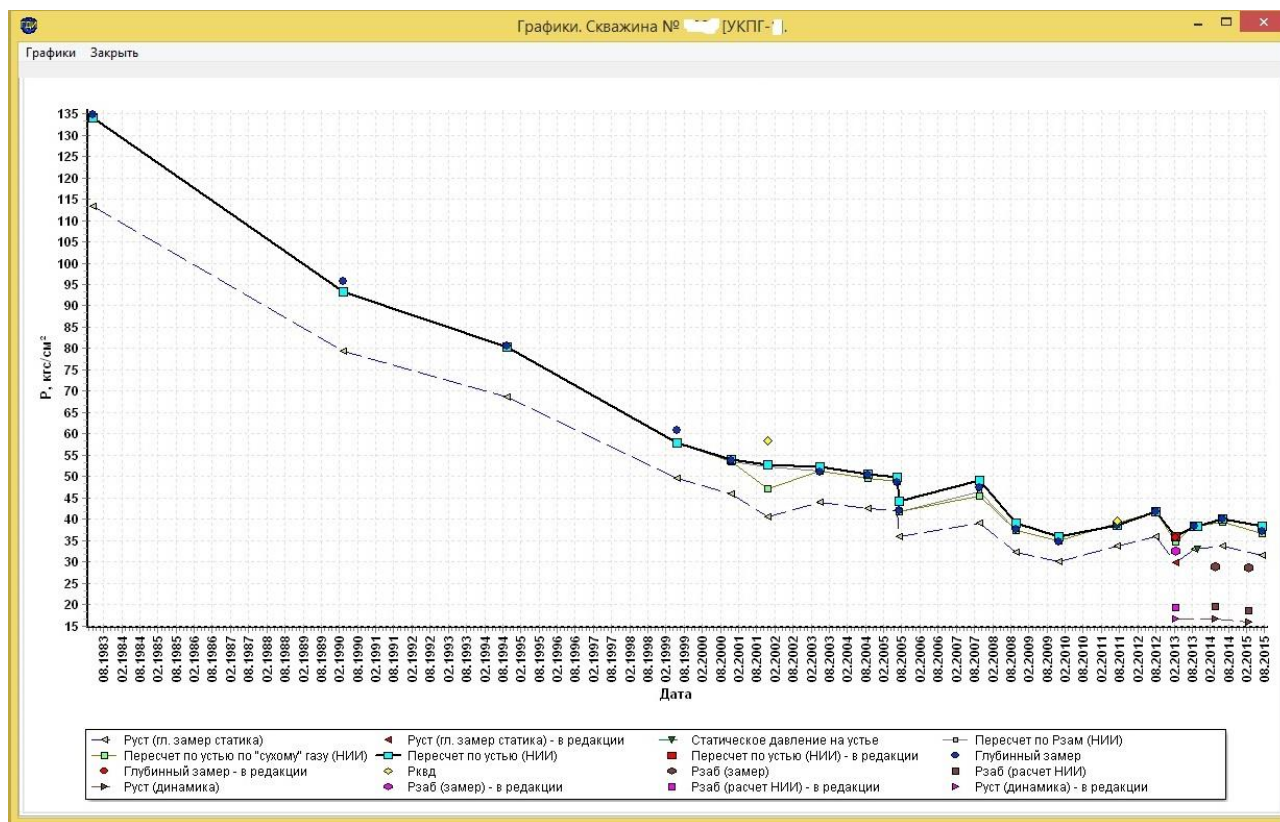


Рисунок 4.13 – Вид окна «История замеров давления» ПС «Анализ скважины»

Для расчета давления на забое скважины с использованием данных из заключений ГПИ в программе «GPI» создан модуль «Расчет давлений». На основе зависимостей из [104, 194, 88, 183-184] разработаны методика и алгоритмы расчета давлений на забое «сухих» и обводненных газовых скважин в статическом и динамическом режимах, учитывающие результаты ГПИ (распределения давления, температуры и плотности флюида по стволу скважины, длительности проведения замера), данные инклинометрии для наклонных и горизонтальных скважин, а также периоды ремонтных и изоляционных работ на скважине.

Разработанная программа «GPI» позволяет:

- снизить затраты времени на обработку поступающей информации по скважинам;
- формировать различные отчеты по проведенным ГПИ на скважинах (количество исследований по организациям, по УКПГ, залежам, по типу скважин, по типу ствола, по типу исследования) за заданный период времени, используемые для проведения экономического анализа затрат организации-недропользователя;

- увеличить скорость подготовки отчетов и принятия решений (Авторский надзор за разработкой месторождений);
- повысить качество данных для ведения трехмерных гидродинамических моделей.

Результаты ГПИ из базы данных подготавливаются и передаются программой «GPI» в интегрированную геолого-технологическую модель месторождения в заданном формате.

Таким образом, для ведения и анализа данных первичных результатов геолого-промысловых исследований скважин разработана программа «GPI», позволяющая заносить данные и получать оперативный доступ к информации о распределении давления, температуры и плотности флюида по стволу скважины, передавать данные для интегрированной геолого-технологической модели месторождения, представлять в виде графиков историю изменения устьевых и забойных давлений скважины в статическом и динамическом режимах, проводить расчеты забойного давления «сухих» и обводненных газовых скважин с учетом их конструктивных и геологических особенностей.

#### 4.3.4 Система моделирования живучести объектов добычи газа

Автором совместно с И.Д. Михайловым, А.А. Ларионовым, И.Д. Михайловым и Н.А. Соловьевым разработана система моделирования живучести объектов добычи газа в условиях обводнения [200, 219].

##### 4.3.4.1 Модуль предварительного выбора технологии борьбы с обводнением объекта добычи газа

При подборе СОЖ необходимо обеспечить эффективную эксплуатацию с наименьшими ресурсозатратами [135-136, 47]. При этом необходимо помимо необходимо учитывать множество параметров ОДГ, что значительно усложняет задачу выбора.

Автором совместно с Д.С. Василенко разработан модуль предварительного выбора технологии борьбы с обводнением ОДГ [29]. В качестве СОЖ рассматриваются технологии борьбы с обводнением ОДГ [135-136]: струйный насос (СН);

винтовой насос (ВН); ЭЦН [57]; гидropоршневой насос (ГПН); штанговый насос (ШН); газлифт [54]; плунжер-лифт (плунжер).

Функциональная модель процесса подбора СОЖ представлена на рисунке 4.14.

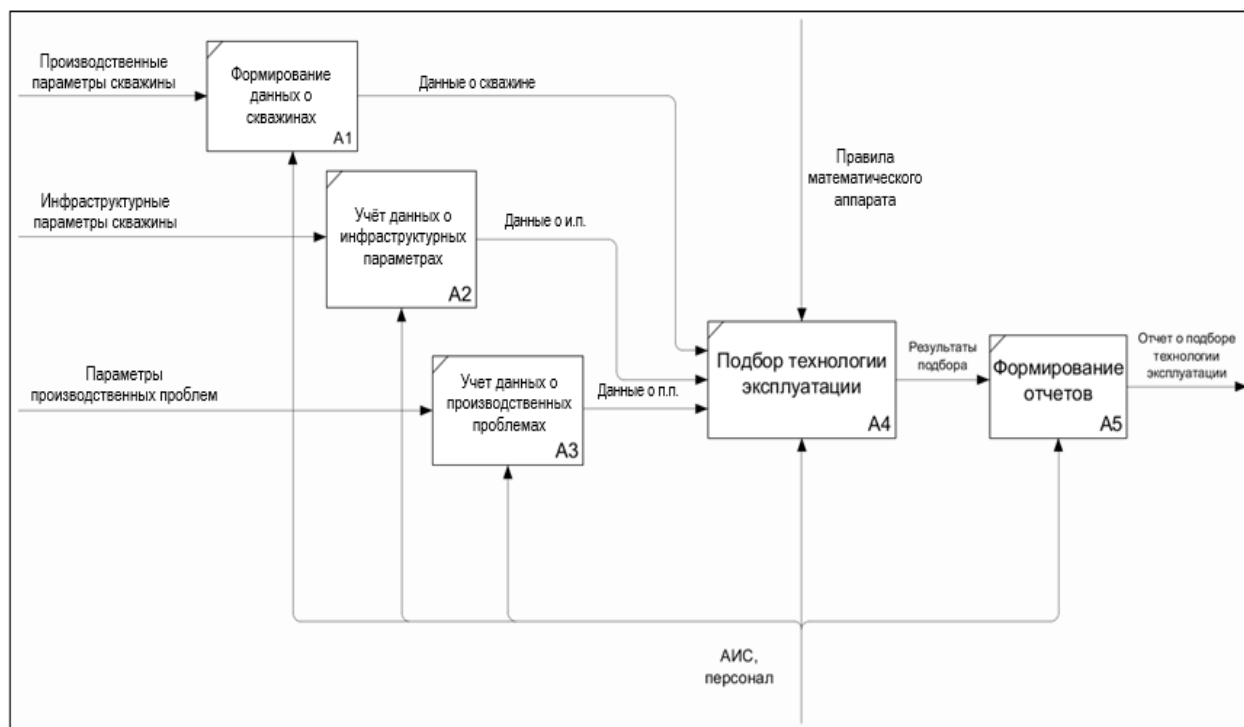


Рисунок 4.14 – Функциональная модель процесса подбора СОЖ в нотации IDEF0

Разработано математическое обеспечение модуля подбора технологии эксплуатации обводненной газовой скважины на основе работы [255].

Подбор СОЖ выполняется на основе многокритериального метода принятия решений [217], и осуществляется в три этапа.

На первом этапе на основе метод принятия решений с несколькими атрибутами значения производственных параметров ОДГ сравниваются с допустимыми значениями параметров для каждого СОЖ (рисунок 4.15). Если значение хотя бы одного параметра не соответствует допустимому значению, то СОЖ не применяется для ОДГ.



Параметр	Единица измерения	Штанговый насос		Винтовой насос		Гидропоршневой насос		Электроцентробежный насос		Струйный насос		Газлифт		Плунжер	
		от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до
Максимальная производительность	м³/сут	1	795	1	716	8	636	32	6360	48	4770	16	7950	0	32
Нормальная производительность	м³/сут	1	239	1	350	8	239	32	3180	48	159	16	1590	0	32
Максимальная рабочая глубина	м	30	4877	610	1829	2286	6096	305	4572	1524	4572	1524	4572	30	6096
Нормальная рабочая глубина	м	30	3353	610	1372	2286	4572	305	3048	1524	3048	1524	3048	30	2438
Температура забоя скважины	°C	38	288	24	121	38	260	38	204	38	260	38	204	49	260
Отклонение ствола скважины	град.	0	20	0	20	0	20	0	10	0	20	0	50	0	80
Максимальное отклонение ствола скважины	град.	0	90	0	90	0	90	0	90	0	90	0	70	0	80
Максимальная интенсивность набора кривизны ствола	град/10 м	≤	5	≤	5	≤	5	≤	3	≤	8	весь диапазон		весь диапазон	
Вязкость жидкости	сантипуаз	0	500	весь диапазон		0	800	0	200	50	800	0	1000	0	1000
Относительная плотность жидкости	—	≥	1	≤	1	≥	1	≥	1	≥	1	≥	1	≥	1
Газожидкостной фактор	м³/м³	≤	2808	<	11230	≤	2808	≤	2808	≤	5615	весь диапазон		весь диапазон	
Максимальный газожидкостной фактор	м³/м³	2808	11230	весь диапазон		2808	11230	2808	11230	5615	11230	весь диапазон		весь диапазон	
Содержание песка	%	0	0	весь диапазон		0	0	0	0	0	3	весь диапазон		весь диапазон	

Рисунок 4.15 – Таблица допустимых значений производственных параметров ОДГ

На втором этапе применяется метод принятия решений с несколькими целями и учитываются инфраструктурные параметры ОДГ для подбора СОЖ (рисунок 4.16).

Параметр	Варианты	Штанговый насос	Винтовой насос	Гидропоршневой насос	Электроцентробежный насос	Струйный насос	Газлифт	Плунжер
Местоположение	на суше	да	да	да	да	да	да	да
	шельф	нет	да	да	да	да	да	да
	городской р-н	условие 1	да	условие 3	да	условие 3	условие 2	да
Ограниченность пространства	да	нет	да	да	да	да	условие 4	да
	нет	да	да	да	да	да	да	да
Наличие газа	ограничено	да	да	да	да	да	условие 2	условие 5
	неограниченно	да	да	да	да	да	да	да
	нет	да	да	да	да	да	нет	условие 5
Тип закачивания	отработка оз	да	да	да	да	да	да	да
	отработка мз	нет	да	нет	нет	нет	условие 6	нет
Источник внешней энергии	электрический	да	да	да	условие 7	да	да	да
	газ	да	да	да	нет	да	да	да
	нефть	да	да	да	нет	да	да	да
Герметичность эксплуатационной колонны	да	да	да	да	да	да	да	да
	нет	да	да	условие 8	да	условие 8	условие 8	условие 8
	недоступно	да	да	условие 9	да	условие 9	условие 9	условие 9
Условие 1	Шум, навязчивый							
Условие 2	Требования к компрессору, шум, газопроводы высокого давления							
Условие 3	Силовые жидкостные линии высокого давления, шум насоса							
Условие 4	Пространство, необходимое для компрессора							
Условие 5	Проверьте, будет ли использоваться впрыск газа							
Условие 6	Проверьте внутренний диаметр эксплуатационной колонны, чтобы установить две производственные линии							
Условие 7	Проверьте, доступен ли источник питания для работы ЭЦН							
Условие 8	Перед применением необходимо проверить герметичность эксплуатационной колонны							
Условие 9	Проверьте внутренний диаметр эксплуатационной колонны, чтобы разрешить параллельную установку							

Рисунок 4.16 – Таблица значений инфраструктурных параметров ОДГ

Если при выборе хотя бы один из параметров СОЖ в столбце таблицы (рисунок 4.16) принимает значение «нет», то СОЖ не может использоваться, иначе – может использоваться. При этом, параметр принимает значение «условие...», а

остальные параметры значение «да», то СОЖ может применяться, но с предупреждениями.

На третьем этапе такой же метод, как и на втором этапе, проводится проверка производственных проблем ОДГ (рисунок 4.17). Если сумма по столбцу таблицы (рисунок 4.17) по конкретному СОЖ принимает значение больше 5, то данная технология не применяется на ОДГ. После прохождения трех этапов остаются СОЖ, которые могут применяться на ОДГ.

Параметр	Варианты	ШН	ВН	ГПН	ЭЦН	СН	Газлифт	Плунжер
Коррозия		3	3	1	2	1	2	1
Пенообразование	да	2	1	2	2	2	1	1
Солеотложение		2	2	3	4	3	2	2
Все, что сверху	нет	0	0	0	0	0	0	0

Рисунок 4.17 – Таблица производственных проблем ОДГ

На рисунке 4.18 представлены экранные формы модуля предварительного выбора технологии борьбы с обводнением ОДГ.

The screenshot displays the 'АИС "Подбор ТЭ'" (AIS 'Selection of Technology') software interface. It features a table of well parameters (Table 4.17) and a list of production problems. The interface is divided into several sections:

- Table of Well Parameters:** A table with columns for well number, normal productivity, maximum productivity, maximum working depth, gas flow rate, deviation angle, maximum intensity of wellbore curvature, fluid viscosity, relative fluid density, gas-liquid ratio, gas-liquid ratio, and sand content. The table lists 12 wells (112-120).
- Production Problems:** A list of 13 problems (1-13) with checkboxes for 'Yes' (да) or 'No' (нет). The problems are: 1. Location, 2. Space limitation, 3. Gas presence, 4. Type of completion, 5. External energy source, 6. Wellbore sealing, 7. Corrosion, 8. Foam formation, 9. Salt deposition, 10. Fluid viscosity, 11. Gas-liquid ratio, 12. Gas-liquid ratio, 13. Sand content.
- Technology Selection:** A section for selecting desaturation technologies. It includes a list of technologies (Штанговый насос, Витовой насос, Гидропоршневой насос, Электропробойный насос, Струйный насос, Газлифт, Плунжер) and a 'Подбор' (Selection) button.
- Parameters and Results:** A section for entering parameters (e.g., well number, productivity, depth, gas flow rate, deviation angle, intensity of curvature, viscosity, density, ratio, sand content) and a 'Результат' (Result) section showing the selected technology and its parameters.

Рисунок 4.18 – Экранные формы модуля предварительного выбора технологии борьбы с обводнением объекта добычи газа

Таким образом, разработан программный модуль для предварительного подбора технологий борьбы с обводнением объекта добычи газа, который используется в АСНИ живучести объектов добычи газа в качестве элемента системы поддержки принятия решения по продлению срока эксплуатации скважин [55, 220]. Дальнейшее развитие модуля видится в применении методов искусственного интеллекта для подбора технологий борьбы с обводнением скважин.

#### 4.3.4.2 Система моделирования средств обеспечения живучести объектов добычи газа

На основе методов объектно-ориентированного программирования и математического обеспечения [15] автором совместно с Михайловым И.Д., Михайловым И.Д., Ларионовым А.А., Шаховалом В.Р., Макаевым А.Ш., Фатневым А.В. и Соловьевым Н.А. разработана система моделирования живучести объектов добычи газа [212, 200, 50] для проведения узлового и системного анализа; определения потерь давления и получения характеристик работы скважин; подбора диаметра труб; моделирования СОЖ (рисунок 1.9) на скважинах; проверки и прогноза параметров технологических режимов работы скважин; расчета таблиц потерь давления в трубах, расчета показателей живучести.

Разработана диаграмма вариантов использования АСНИ ЖОДГ (рисунок 4.19).



Рисунок 4.19 – Диаграмма вариантов использования АСНИ ЖОДГ

Пользователями разработанной системы моделирования АСНИ ЖОДГ являются оператор (специалист отдела моделирования) и руководитель отдела моделирования.

В основе системы моделирования СОЖ используются классы объектов. Иерархия основных классов в формате UML представлена на рисунке 4.20.

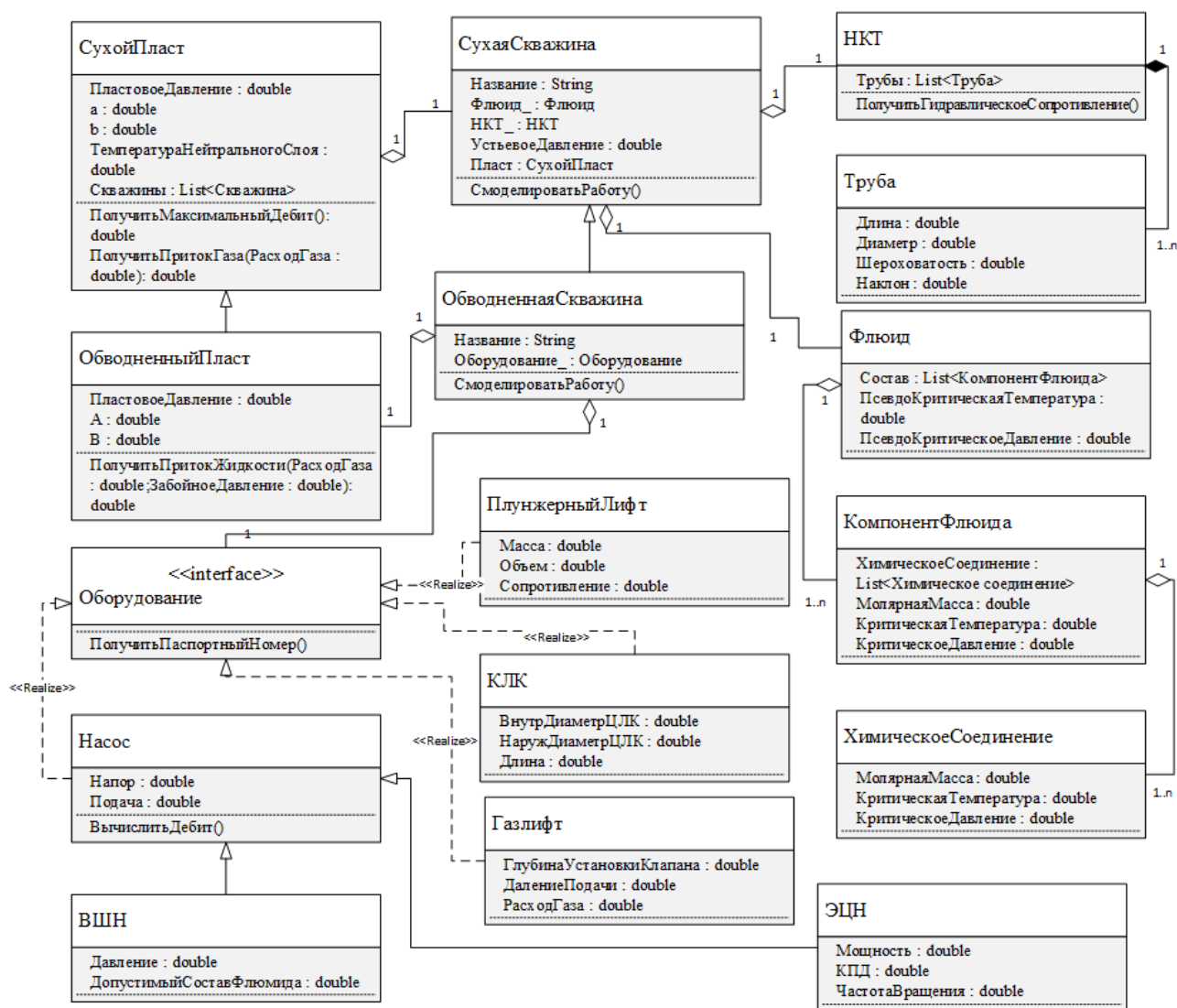


Рисунок 4.20 – UML – иерархия основных классов для моделирования СОЖ

Разработанные классы объектов предназначены для работы с компонентами флюида, продуктивным пластом, скважиной, скважинным оборудованием и позволяют реализовать программное обеспечение для моделирования СОЖ.

Диаграмма компонентов системы моделирования АСНИ ЖОДГ отражена на рисунке 4.21.

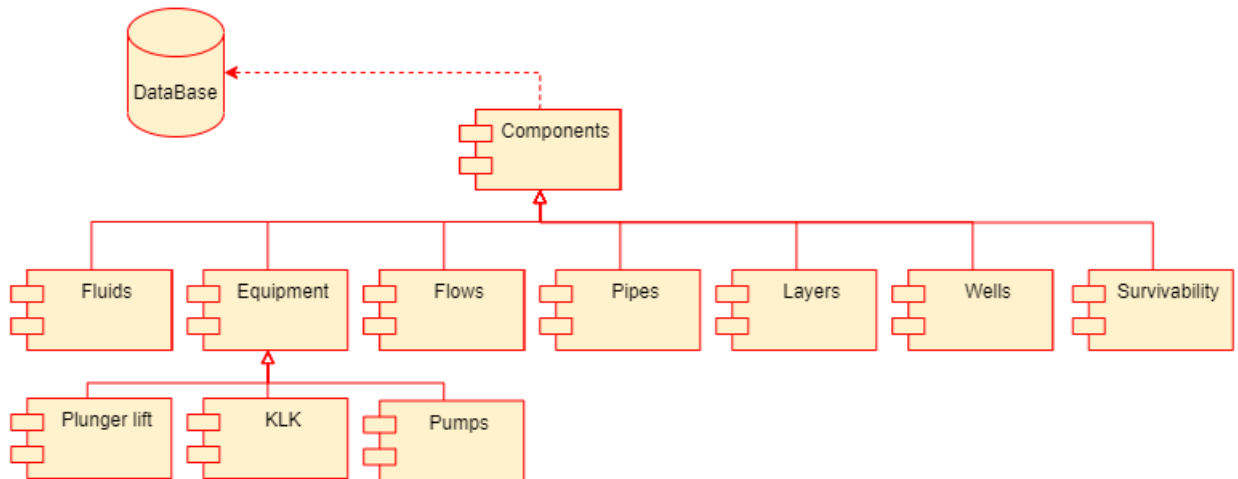


Рисунок 4.21 – Диаграмма компонентов системы моделирования АСНИ ЖОДГ

Функциональная схема системы моделирования СОЖ представлена на рисунке 4.22.

На вкладке «Общие» пользователь может выбрать скважину из БД, кнопка «Выбор скважины» (рисунок 4.23). При отключении переключателя «Обводнение скважины» возможность выбора СОД и ввод данных в поля для задания параметров притока жидкости блокируются автоматически (рисунок 4.24).

Вкладка «Флюид» используется для ввода компонентов состава газа, параметров газового конденсата и воды (рисунок 4.25).

При изменении значения доли компонента в таблице суммарная доля компонентов пересчитывается, существует возможность нормировки компонентов (при отклонении общей суммы менее 5 %, если отклонение больше 5 %, цвет общей суммы становится красным, и провести нормировку не будет возможности) с приведением общей суммы к 100 % (рисунок 4.26).

Значения плотности и псевдокритических температуры и давления для заданного состава можно найти, нажав кнопку «Рассчитать», в процессе моделирования СОЖ данные параметры автоматически рассчитываются.

Для конденсата и воды задается плотность.

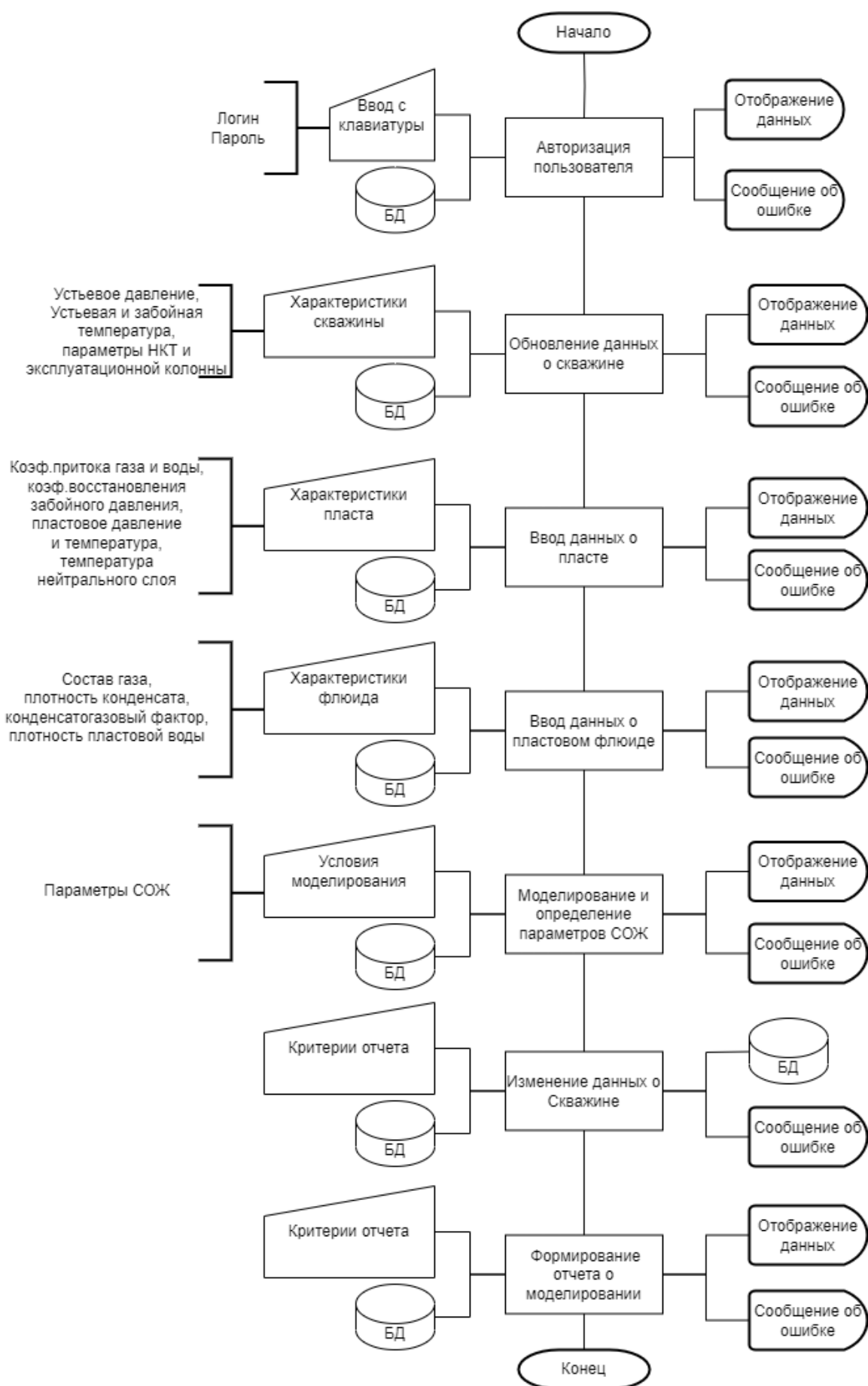


Рисунок 4.22 – Функциональная схема при моделировании СОЖ в системе

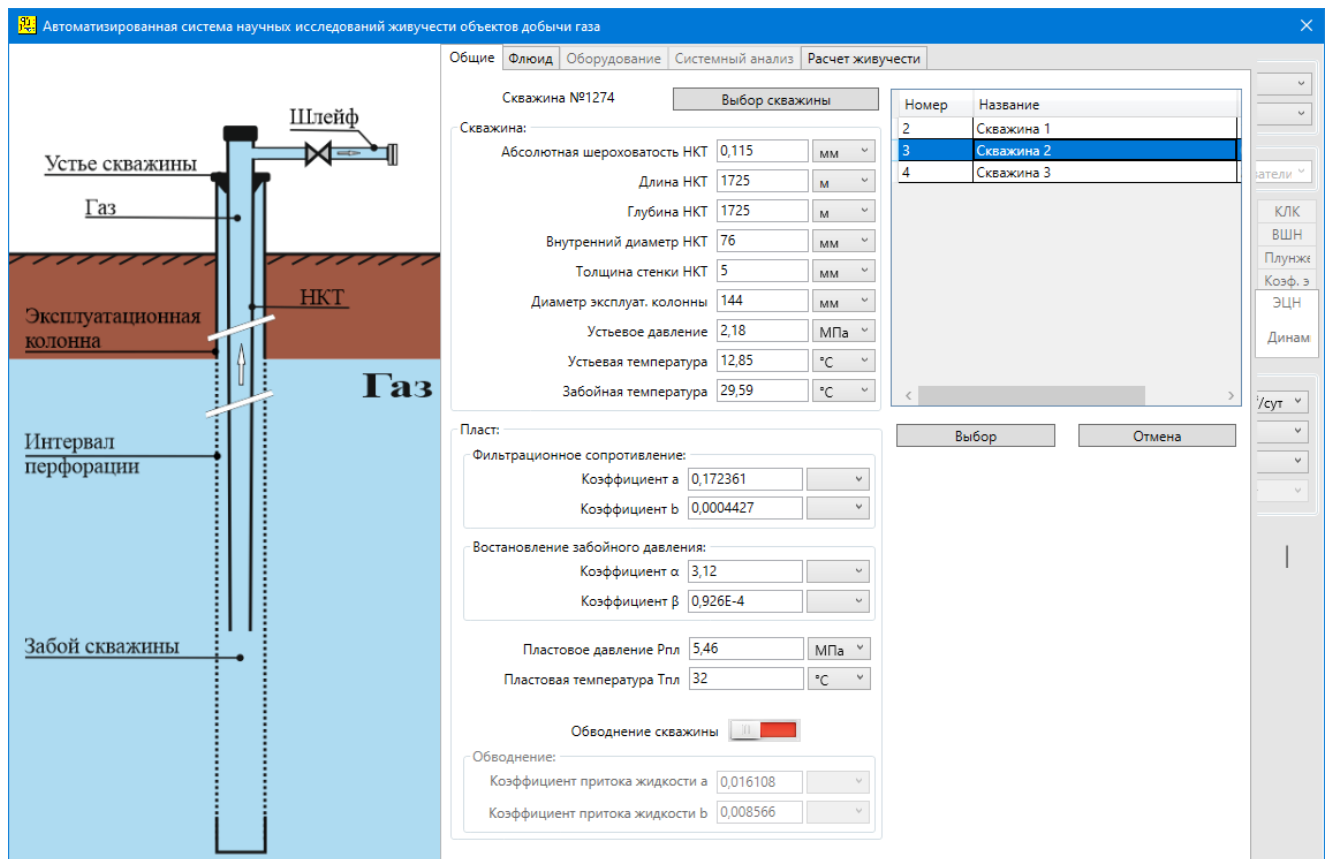


Рисунок 4.23 – Выбор скважины из БД

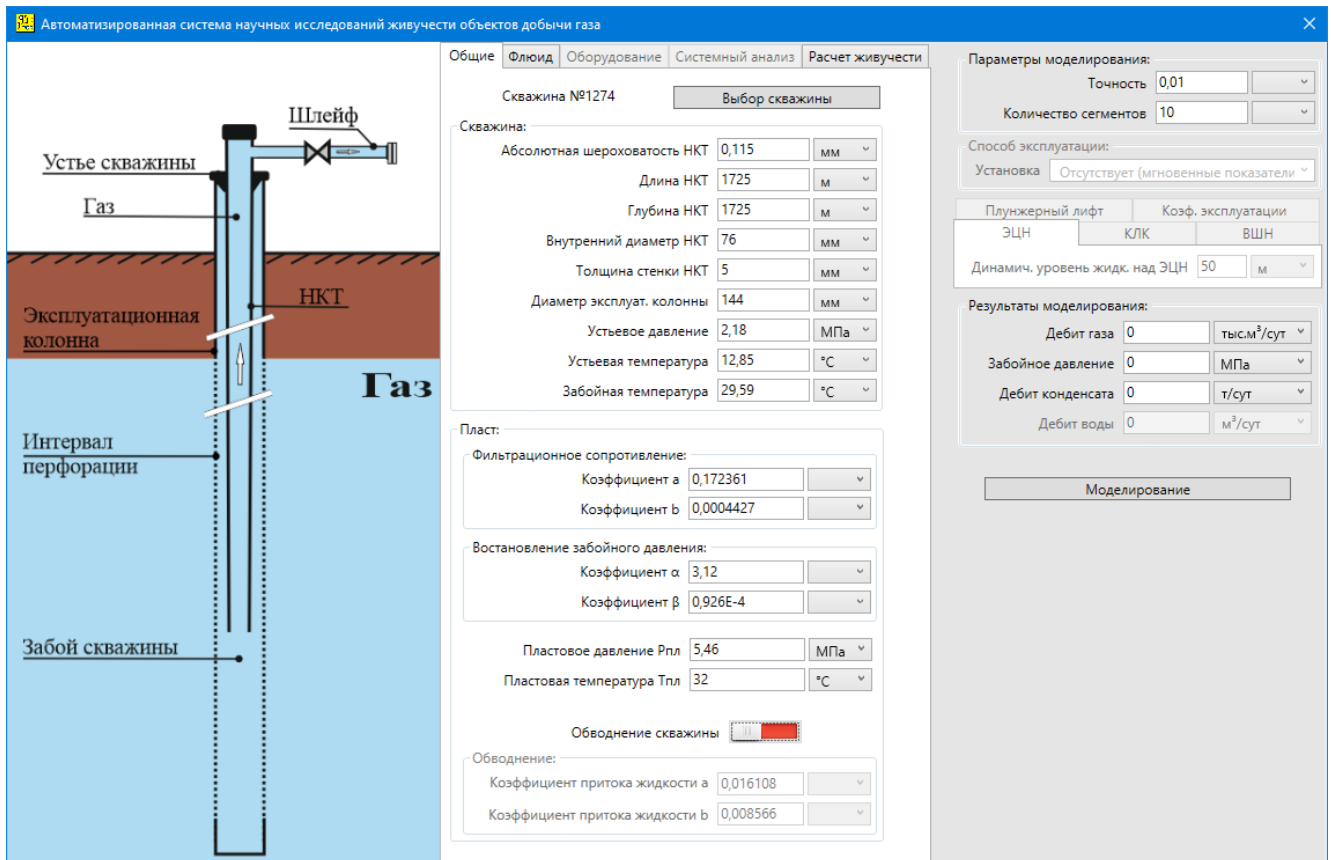


Рисунок 4.24 – Кнопка «Обводнение скважины» не нажата

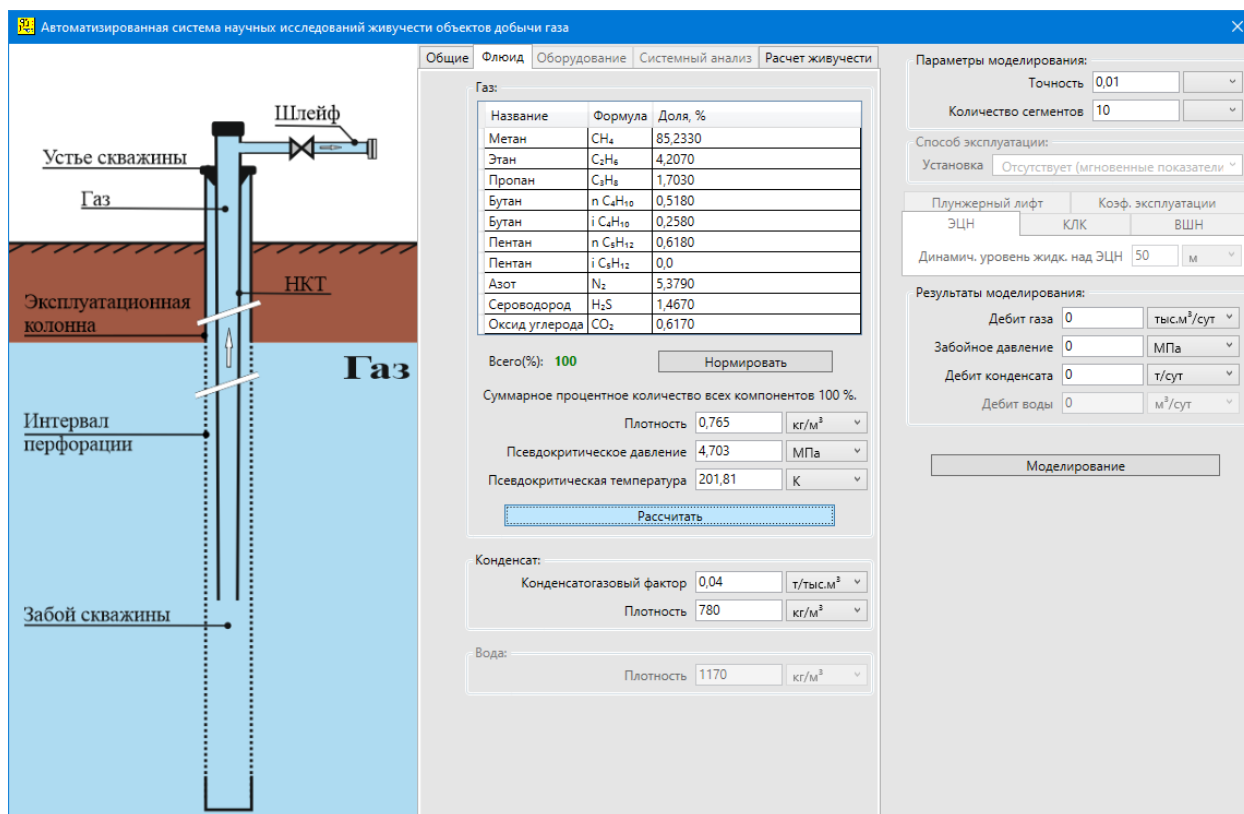


Рисунок 4.25 – Вид вкладки «Флюид»

Газ			Газ		
Название	Формула	Доля, %	Название	Формула	Доля, %
Метан	CH <sub>4</sub>	85,2330	Метан	CH <sub>4</sub>	85,2330
Азот	N <sub>2</sub>	5,3790	Этан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	4,2070
Этан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	4,2070	Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1,7030
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1,7030	Сероводород	H <sub>2</sub> S	1,4670
Сероводород	H <sub>2</sub> S	1,4670	Пентан	n C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,6180
Пентан	n C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,6180	Бутан	n C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,5180
Бутан	n C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,5180	Азот	N <sub>2</sub>	0,3790
Бутан	i C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,2580	Бутан	i C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,2580
Оксид углерода	CO <sub>2</sub>	0,23	Оксид углерода	CO <sub>2</sub>	0,23
Всего(%): <b>99.613</b>			Всего(%): <b>94.613</b>		
Проведите нормализацию флюида. (0,387%)			Сумма долей компонентов 94,613%. Нормирование не проводится при отклонении более 5%. Приведите молярные доли компонентов флюида в соответствие.		

Рисунок 4.26 – Отклонение общей суммы долей компонентом газа

Для моделирования ОДГ фонтаным способом необходимо выбрать способ эксплуатации – для установки задать «Отсутствует (мгновенные показатели)» (рисунок 4.27). Для моделирования работы ЭЦН необходимо заполнить параметры ЭЦН во вкладке «ЭЦН» (рисунок 4.28) и в блоке «Оборудование» в качестве установки выбрать «ЭЦН» (рисунок 4.29). Для моделирования работы ВШН необходимо заполнить параметры ВШН во вкладке «ВШН» (рисунок 4.30) и в блоке «Оборудование» в качестве установки выбрать «ВШН» (рисунок 4.31).



Автоматизированная система научных исследований живучести объектов добычи газа

Общие Флюид Оборудование Системный анализ Расчет живучести

Устье скважины Шлейф

Газ

Эксплуатационная колонна НКТ

Интервал перфорации Газ

Забой скважины

Название	Формула	Доля, %
Метан	$\text{CH}_4$	85,2330
Этан	$\text{C}_2\text{H}_6$	4,2070
Пропан	$\text{C}_3\text{H}_8$	1,7030
Бутан	$n\text{C}_4\text{H}_{10}$	0,5180
Бутан	$i\text{C}_4\text{H}_{10}$	0,2580
Пентан	$n\text{C}_5\text{H}_{12}$	0,6180
Пентан	$i\text{C}_5\text{H}_{12}$	0,0
Азот	$\text{N}_2$	5,3790
Сероводород	$\text{H}_2\text{S}$	1,4670
Оксид углерода	$\text{CO}_2$	0,6170

Всего(%): 100 Нормировать

Суммарное процентное количество всех компонентов 100 %.

Плотность 0,765 кг/м<sup>3</sup>

Псевдокритическое давление 4,703 МПа

Псевдокритическая температура 201,81 К

Расчитать

Конденсат:

Конденсатогазовый фактор 0,04 т/тыс.м<sup>3</sup>

Плотность 780 кг/м<sup>3</sup>

Вода:

Плотность 1170 кг/м<sup>3</sup>

Параметры моделирования:

Точность 0,01

Количество сегментов 10

Способ эксплуатации:

Установка Отсутствует (мгновенные показатели)

Плунжерный лифт КЛК ВШН

Динамич. уровень жидк. над ЭЦН 50 м

Результаты моделирования:

Дебит газа 0 тыс.м<sup>3</sup>/сут

Забойное давление 0 МПа

Дебит конденсата 0 т/сут

Дебит воды 0 м<sup>3</sup>/сут

Моделирование

Рисунок 4.27 – Моделирование фонтанным способом

Автоматизированная система научных исследований живучести объектов добычи газа

Общие Флюид Оборудование Системный анализ Расчет живучести

Газожидкостная смесь Шлейф

Жидкость Газ

Эксплуатационная колонна НКТ

Силовой кабель

Интервал перфорации

Сливной клапан

Насос

Газосепаратор

Протектор

Электродвигатель

Блок КИП

Жидкость

Скважина №1274 Выбор скважины

Скважина:

Абсолютная шероховатость НКТ 0,115 мм

Длина НКТ 1725 м

Глубина НКТ 1725 м

Внутренний диаметр НКТ 76 мм

Толщина стенки НКТ 5 мм

Диаметр эксплуат. колонны 144 мм

Устьевое давление 2,18 МПа

Устьевая температура 12,85 °C

Забойная температура 29,59 °C

Пласт:

Фильтрационное сопротивление:

Коэффициент а 0,172361

Коэффициент b 0,0004427

Восстановление забойного давления:

Коэффициент α 3,12

Коэффициент β 0,926E-4

Пластовое давление Рпл 5,46 МПа

Пластовая температура Тпл 32 °C

Обводнение скважины

Обводнение:

Коэффициент притока жидкости а 0,016108

Коэффициент притока жидкости b 0,008566

Параметры моделирования:

Точность 0,01

Количество сегментов 10

Способ эксплуатации:

Установка ЭЦН

Плунжерный лифт КЛК ВШН

Динамич. уровень жидк. над ЭЦН 50 м

Результаты моделирования:

Дебит газа 80,807 тыс.м<sup>3</sup>/сут

Забойное давление 4,175 МПа

Дебит конденсата 3,232 т/сут

Дебит воды 79,229 м<sup>3</sup>/сут

Моделирование

Рисунок 4.28 – Задание параметров моделирования ЭЦН

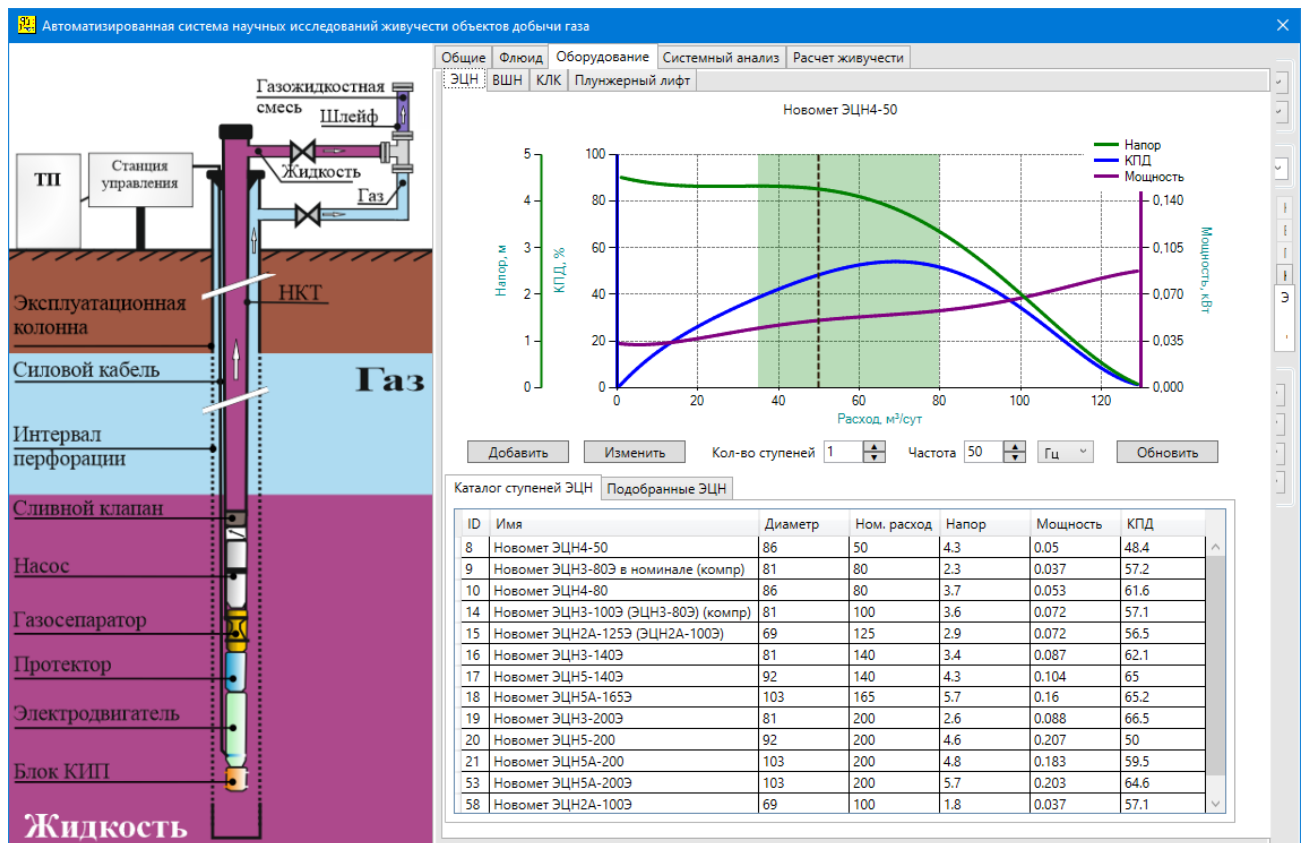


Рисунок 4.29 – Вкладка «Оборудование». Параметры «ЭЦН»

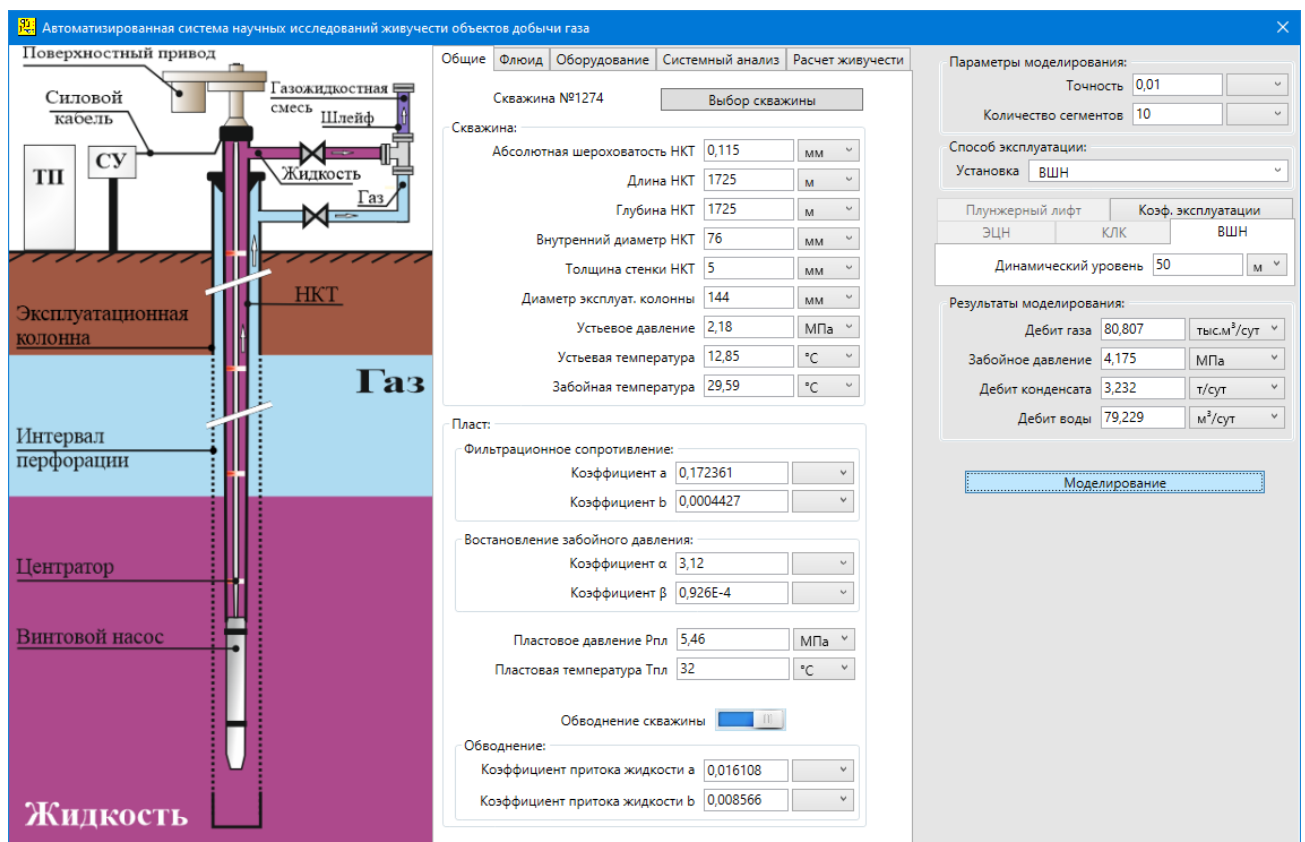


Рисунок 4.30 – Задание параметров моделирования ВШН

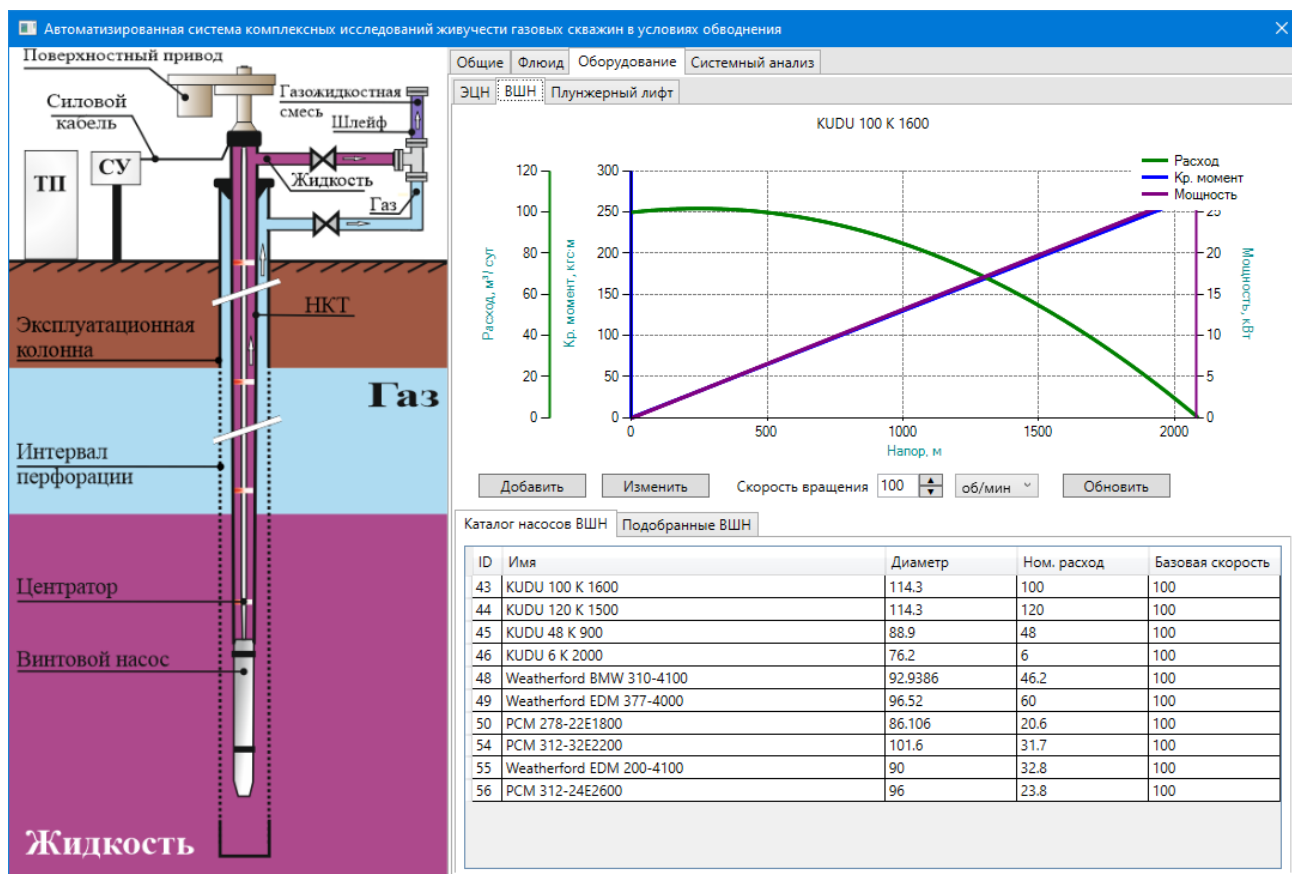


Рисунок 4.31 – Вкладка «Оборудование». Параметры «ВШН»

Для моделирования работы плунжерного лифта необходимо заполнить параметры во вкладке «Плунжерный лифт» (рисунок 4.32) и в блоке «Оборудование» выбирается вкладка с плунжером – рисунок 4.33. Для моделирования СОЖ КЛК заполняются параметры на вкладке «КЛК» – рисунок 4.34, на листе «Оборудование» – «КЛК» (рисунок 4.35).

На листе «Системный анализ» выводятся графики узлового анализа, представленный на рисунке 4.36, таблица значений температуры и давления по стволу скважины и график градиента давления в скважине, представленные на рисунке 4.37, а также график с прогнозом значений добычи при использовании выбранного метода откачки пластовой жидкости. Они предоставляют дополнительные данные по скважине, вычисленные в ходе моделирования.

Автоматизированная система научных исследований живучести объектов добычи газа

Общие | Флюид | Оборудование | Системный анализ | Расчет живучести

Скважина №1274

Скважина:

Абсолютная шероховатость НКТ 0,115 мм

Длина НКТ 1725 м

Глубина НКТ 1725 м

Внутренний диаметр НКТ 76 мм

Толщина стенки НКТ 5 мм

Диаметр эксплуат. колонны 144 мм

Устьевое давление 2,18 МПа

Устьевая температура 12,85 °C

Забойная температура 29,59 °C

Пласт:

Фильтрационное сопротивление:

Коэффициент а 0,172361

Коэффициент b 0,0004427

Восстановление забойного давления:

Коэффициент α 3,12

Коэффициент β 0,926E-4

Пластовое давление Рпл 5,46 МПа

Пластовая температура Тпл 32 °C

Обводнение скважины

Обводнение:

Коэффициент притока жидкости а 0,016108

Коэффициент притока жидкости b 0,008566

Параметры моделирования:

Точность 0,01

Количество сегментов 10

Способ эксплуатации: Установка Плу́нжерный лифт

КЛК | ВШН | Коэф. эксплуатации

Плу́нжерный лифт

Ср. скорость плунжера 223 м/мин

Давление на подъем 1 брл 0,7032652 МПа

Вес плунжера 0,0344737 МПа

Коэф. трения газа 45000

Результаты моделирования:

Дебит газа 0 тыс.м³/сут

Забойное давление 0 МПа

Дебит конденсата 0 т/сут

Дебит воды 0 м³/сут

Моделирование

Рисунок 4.32 – Задание параметров моделирования плунжерного лифта

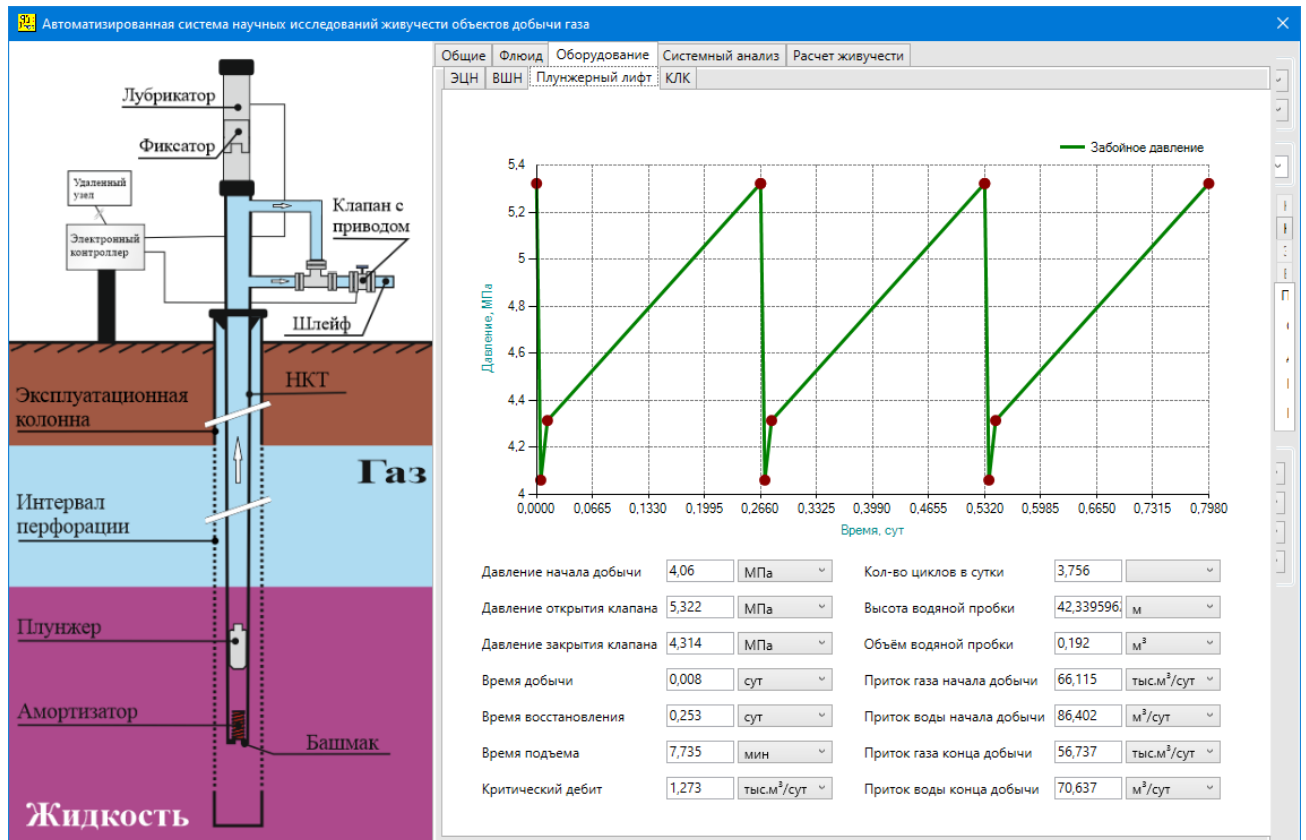


Рисунок 4.33 – Вкладка «Оборудование». Параметры «Плу́нжер-лифт»

Автоматизированная система научных исследований живучести объектов добычи газа

Общие | Флюид | Оборудование | Системный анализ | Расчет живучести

Скважина №1274

Скважина:

Абсолютная шероховатость НКТ 0,115 мм

Длина НКТ 1725 м

Глубина НКТ 1725 м

Внутренний диаметр НКТ 76 мм

Толщина стенки НКТ 5 мм

Диаметр эксплуат. колонны 144 мм

Устьевое давление 2,18 МПа

Устьевая температура 12,85 °C

Забойная температура 29,59 °C

Пласт:

Фильтрационное сопротивление:

Коэффициент а 0,172361

Коэффициент b 0,0004427

Восстановление забойного давления:

Коэффициент α 3,12

Коэффициент β 0,926E-4

Пластовое давление Рпл 5,46 МПа

Пластовая температура Тпл 32 °C

Обводнение скважины

Обводнение:

Коэффициент притока жидкости а 0,016108

Коэффициент притока жидкости b 0,008566

Параметры моделирования:

Точность 0,01

Количество сегментов 10

Способ эксплуатации: Установка КЛК

ЭЦН | ВШН | Плуножерный лифт

КЛК | Коэф. эксплуатации

Показатели НКТ

Давление на коллекторе 2,5 МПа

Внешний диаметр ЦЛК 76 мм

Угол наклона НКТ 91

Движение газа по ЦЛК

Результаты моделирования:

Дебит газа 1,998 тыс.м³/сут

Забойное давление 4,796 МПа

Дебит конденсата 0,08 т/сут

Дебит воды 2,448 м³/сут

Моделирование

Рисунок 4.34 – Задание параметров моделирования КЛК

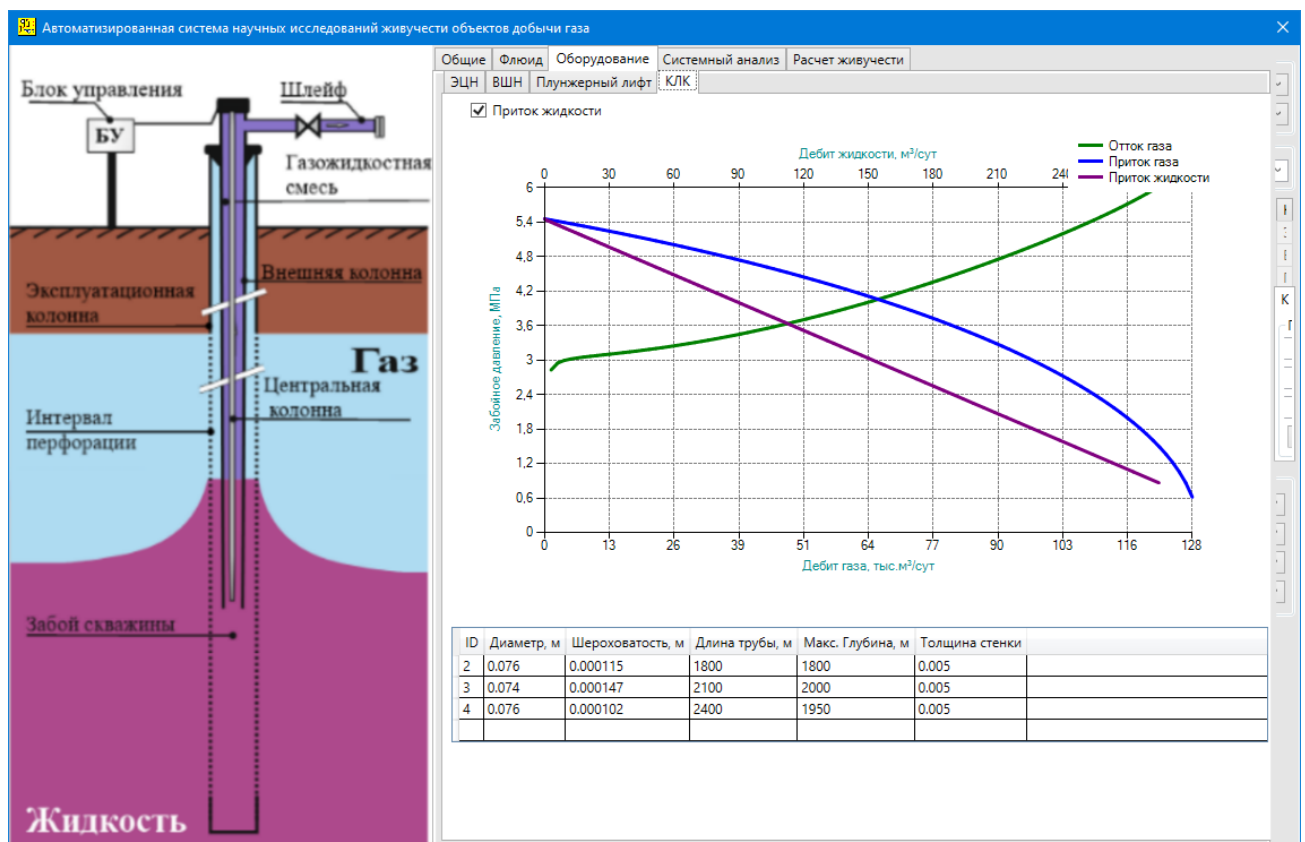


Рисунок 4.35 – Вкладка «Оборудование». Параметры «КЛК»

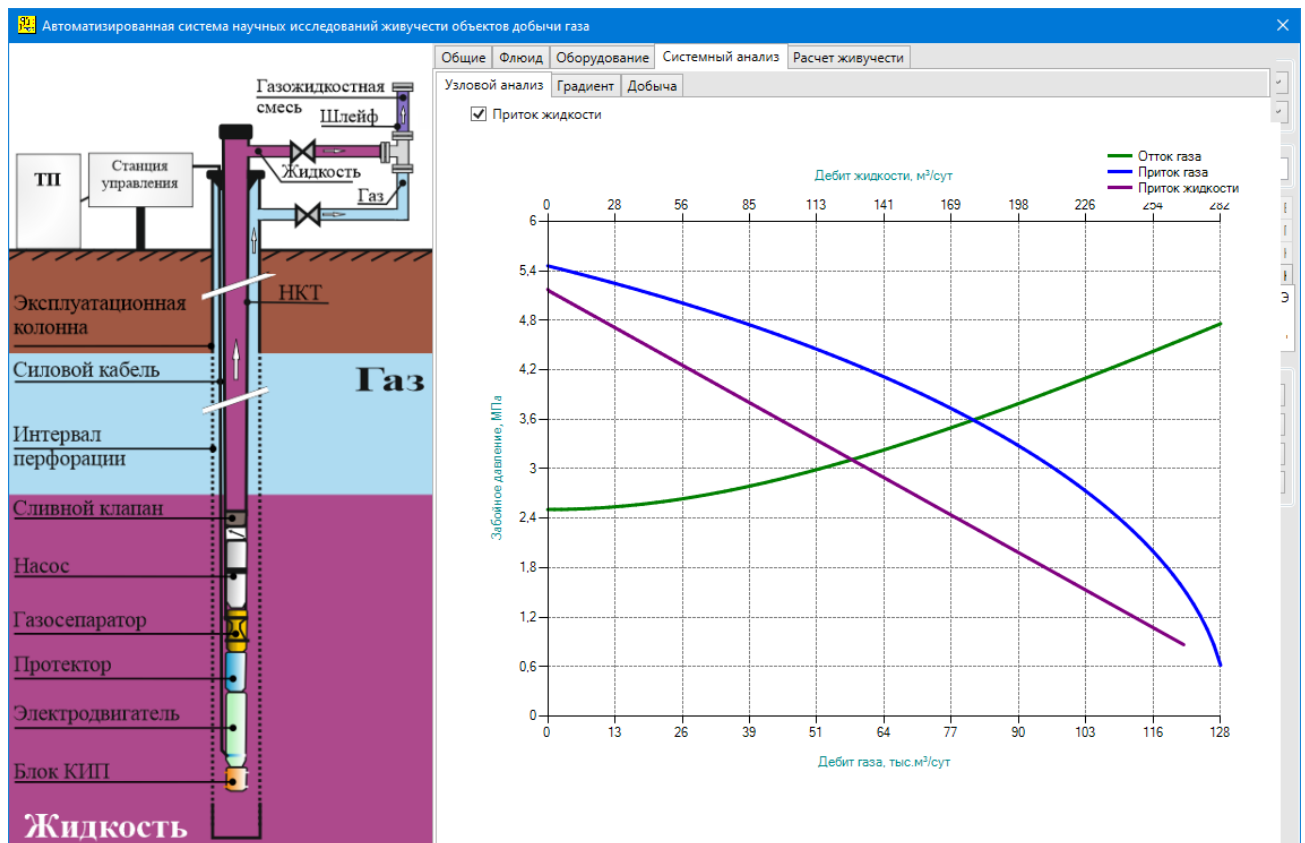


Рисунок 4.36 – Узловой анализ

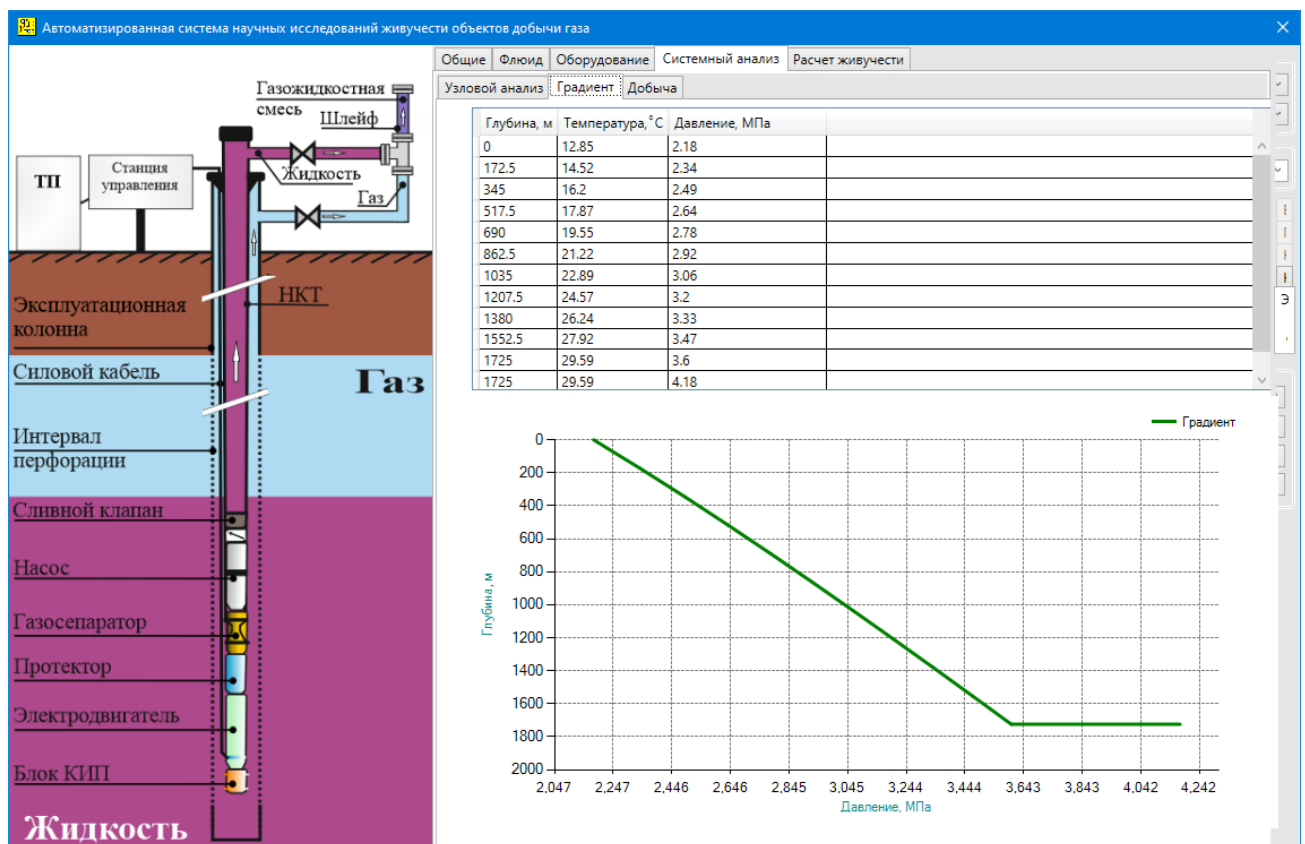


Рисунок 4.37 – Градиент давления в НКТ в зависимости от глубины



При моделировании работы ЭЦН в разделе «Оборудование» во вкладке «ЭЦН» реализовано графическое представление параметров моделей ЭЦН, перечисленных в таблице. Существует возможность изменения количества ступеней для выбранного ЭЦН (рисунок 4.38).

На вкладках «ЭЦН» и «ВШН» также находятся кнопки «Добавить» и «Изменить», позволяющие соответственно добавить или изменить параметры насоса в базе данных. По нажатию на кнопку «Добавить» открывается окно добавления насоса, где можно ввести основные параметры добавляемого оборудования и ввести полиномы, описывающие основные характеристики насоса (рисунок 4.39). Аналогичное окно открывается при нажатии на кнопку «Изменить» (рисунок 4.38), только в полях отображаются параметры выбранного насоса.

После нажатия на кнопку моделирование в столбце справа отображаются значения дебита газа, конденсата, воды и значение забойного давления – результаты моделирования (рисунки 4.28, 4.30, 4.32, 4.34).

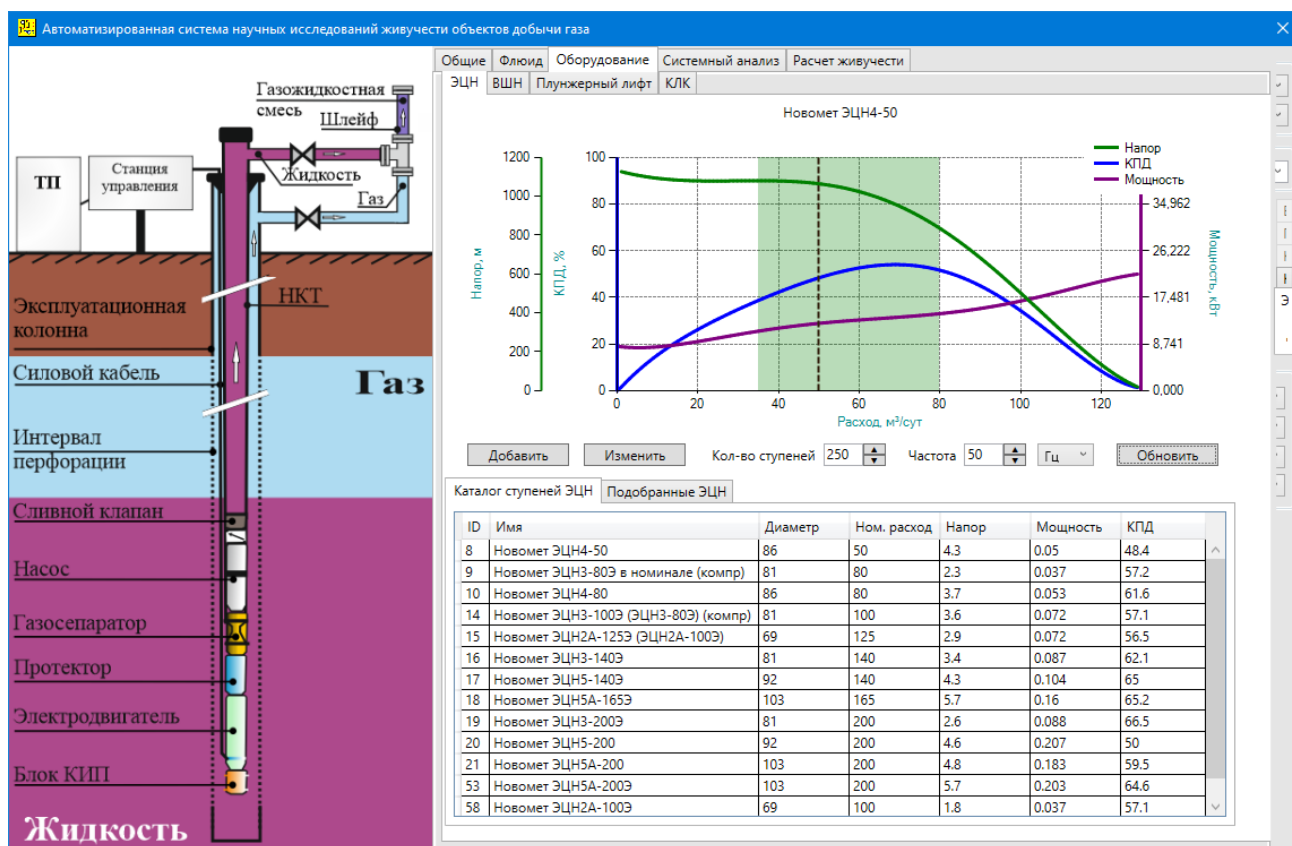


Рисунок 4.38 – Графическое представление характеристик ЭЦН вкладки «Каталог ступеней ЭЦН»

Рисунок 4.39 – Добавление ЭЦН в базу данных

В зависимости от выбранного метода извлечения жидкости (ЭЦН, ВШН, плунжер-лифт или КЛК) на вкладке «Оборудование» главного окна в соответствующей вкладке отображается подобранный список насосов из БД (в случае ЭЦН и ВШН), параметры плунжер-лифта или КЛК (рисунок 4.29, 4.31, 4.33, 4.35).

Подобранные насосы или параметры плунжер-лифта, КЛК соответствуют оптимальному с точки зрения живучести скважины режиму эксплуатации.

На вкладках «ЭЦН» и «ВШН» при щелчке по насосу из представленного списка на графике вверху отображаются его характеристики: мощность, а также напор и КПД в случае ЭЦН либо расход и крутящий момент в случае ВШН (рисунки 4.40-4.41).

При моделировании СОЖ (плунжер) задаются дополнительные параметры пласта и плунжера (рисунке 4.42). В результате на вкладке «Плунжер лифт» выводится график динамики забойного давления и другие параметры (рисунок 4.43).

В разделе «Системный анализ» во вкладке «Добыча» выводятся графики дебита газа и жидкости за цикл работы плунжерного лифта (рисунок 4.44).



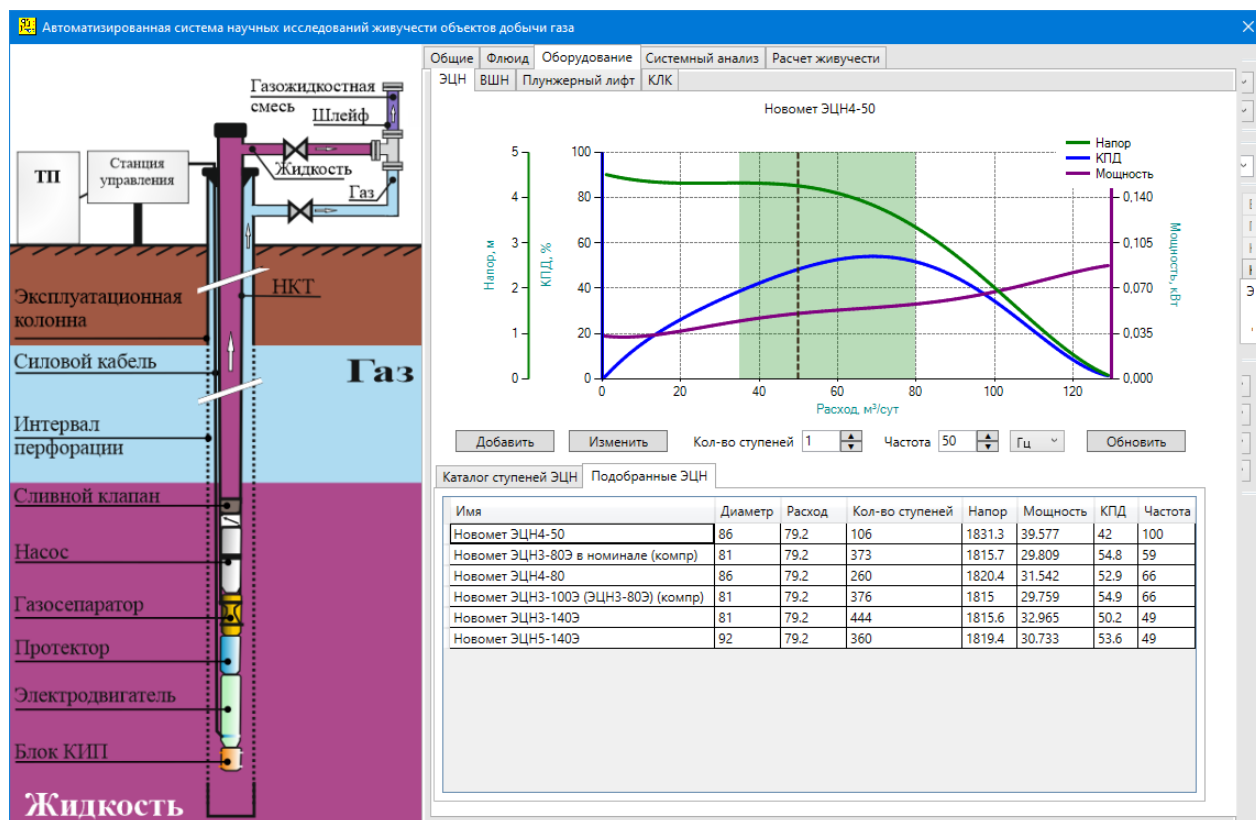


Рисунок 4.40 – Графическое представление характеристик ЭЦН вкладки «Подобранные ЭЦН»

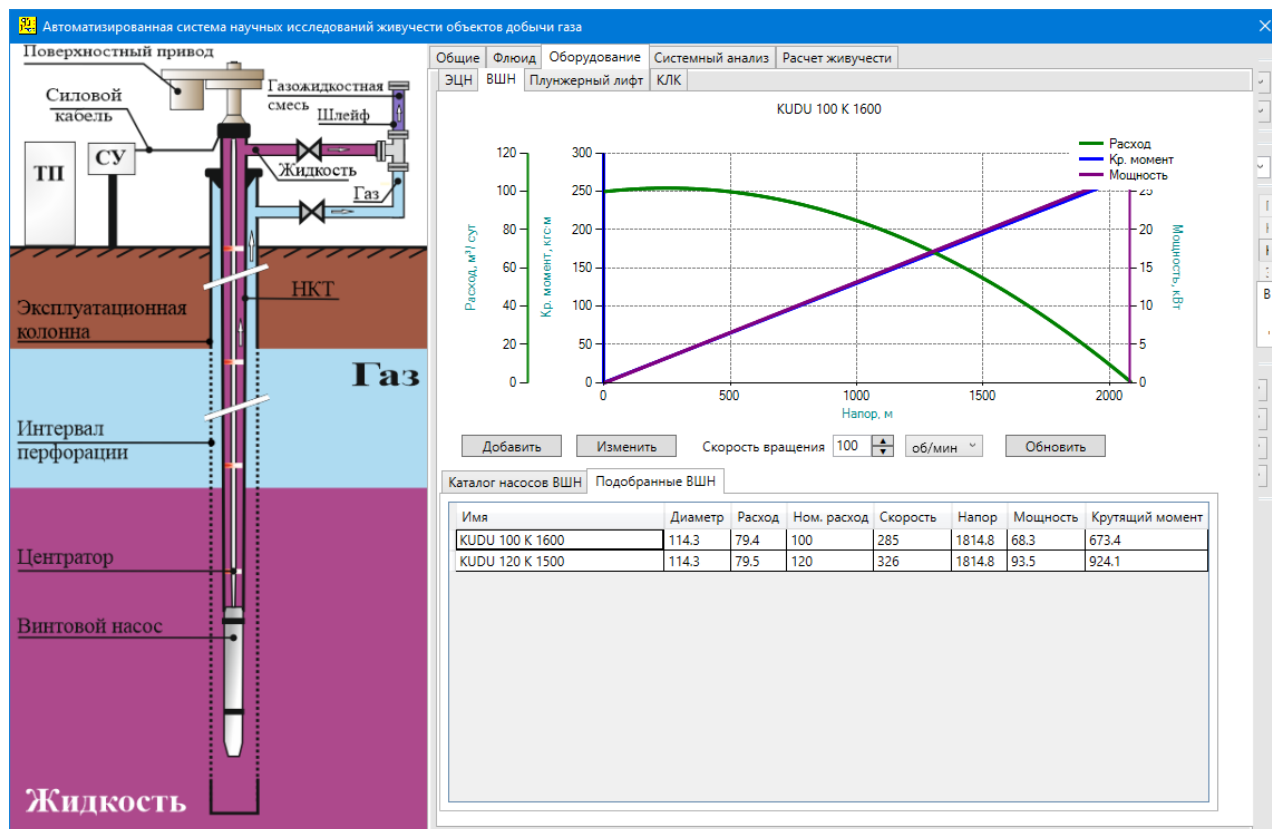


Рисунок 4.41 – Графическое представление характеристик ВШН, вкладка «Подобранные ВШН»

Автоматизированная система научных исследований живучести объектов добычи газа

Общие | Флюид | Оборудование | Системный анализ | Расчет живучести

Скважина №1274

Скважина:

Абсолютная шероховатость НКТ 0,115 мм

Длина НКТ 1725 м

Глубина НКТ 1725 м

Внутренний диаметр НКТ 76 мм

Толщина стенки НКТ 5 мм

Диаметр эксплуат. колонны 144 мм

Устьевое давление 2,18 МПа

Устьевая температура 12,85 °C

Забойная температура 29,59 °C

Пласт:

Фильтрационное сопротивление:

Коэффициент а 0,172361

Коэффициент b 0,0004427

Восстановление забойного давления:

Коэффициент α 3,12

Коэффициент β 0,926E-4

Пластовое давление Pпл 5,46 МПа

Пластовая температура Tпл 32 °C

Обводнение скважины ☐

Обводнение:

Коэффициент притока жидкости а 0,016108

Коэффициент притока жидкости b 0,008566

Параметры моделирования:

Точность 0,01

Количество сегментов 10

Способ эксплуатации:

Установка Плунжерный лифт

КЛК | Коэф. эксплуатации

ЭЦН | ВШН | Плунжерный лифт

Ср. скорость плунжера 223 м/мин

Давление на подъем 1 брл 0,7032652 МПа

Вес плунжера 0,0344737 МПа

Коэф. трения газа 45000

Результаты моделирования:

Дебит газа 1,998 тыс.м³/сут

Забойное давление 4,796 МПа

Дебит конденсата 0,08 т/сут

Дебит воды 2,448 м³/сут

Моделирование

Рисунок 4.42 – Ввод параметров плунжер-лифта

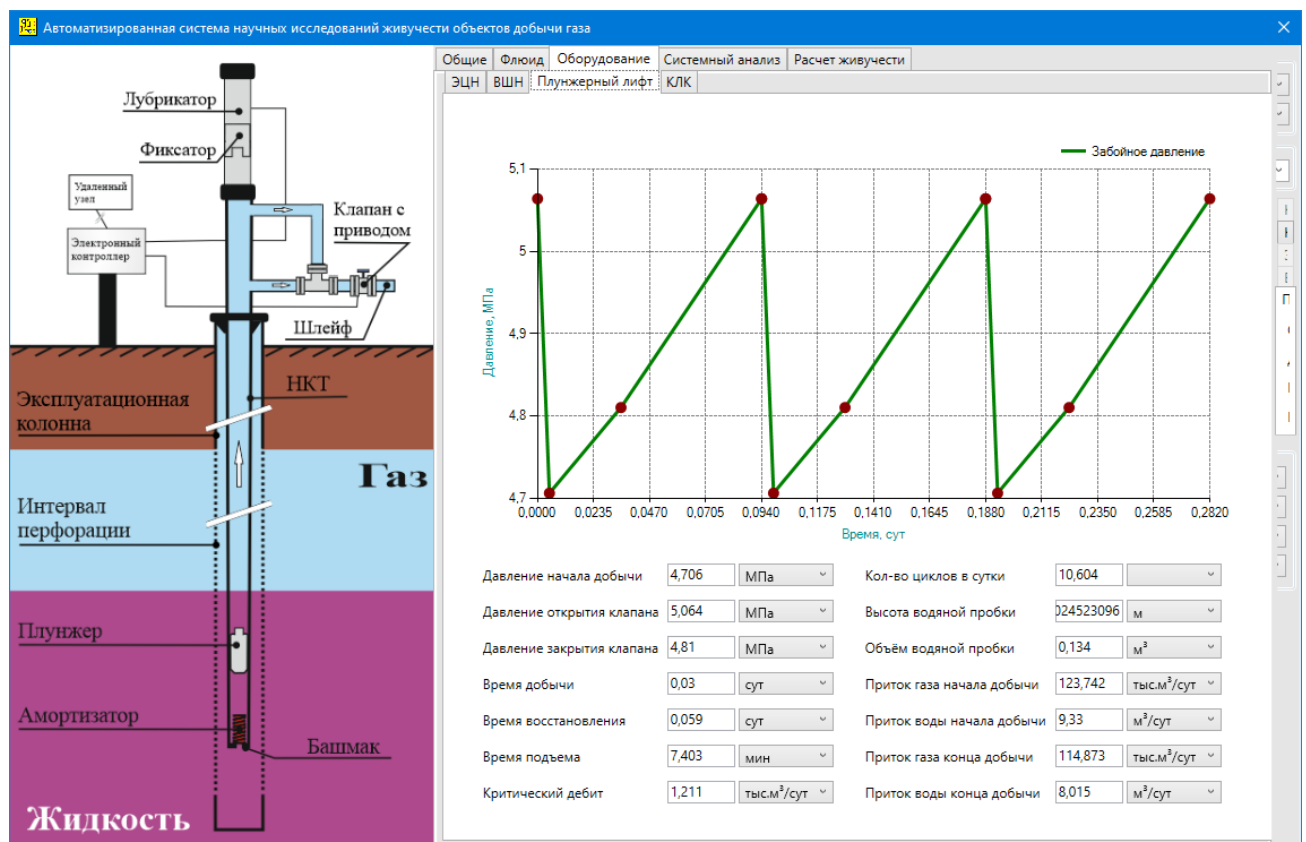


Рисунок 4.43 – Раздел «Плунжерный лифт»

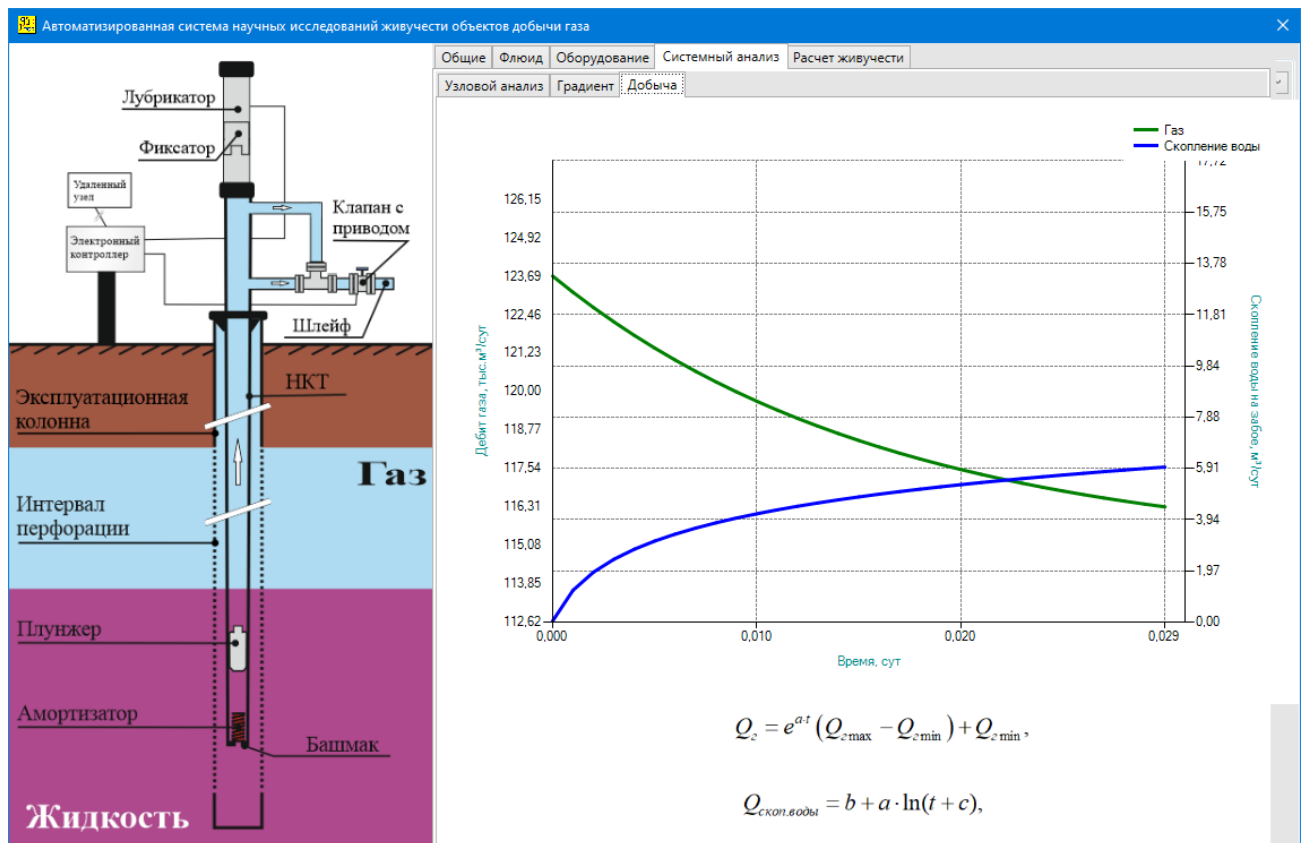


Рисунок 4.44 – Раздел «Системный анализ» вкладка «Добыча»

Для выполнения расчета технологических параметров скважины с КЛК задаются следующие данные:

- давление и температура в промысловом шлейфе и в пласте;
- коэффициенты фильтрационного сопротивления;
- длина, диаметр центральной и основной колонн;
- свойства и состав пластового флюида.

При моделировании КЛК проводят подбор оптимального внутреннего диаметра центральной колонны. Для этого при различных диаметрах ЦЛК, фиксированном значении пластового давления и внутреннего диаметра ОЛК рассчитывают технологические параметры скважины. Далее вычисляется устьевое давление с учетом условий предотвращения samozadaвливания. Оптимальный диаметр ЦЛК подбирают для заданных условий эксплуатации скважины.

Иерархия функций моделирующей системы на примере КЛК представлена на рисунке 4.45.

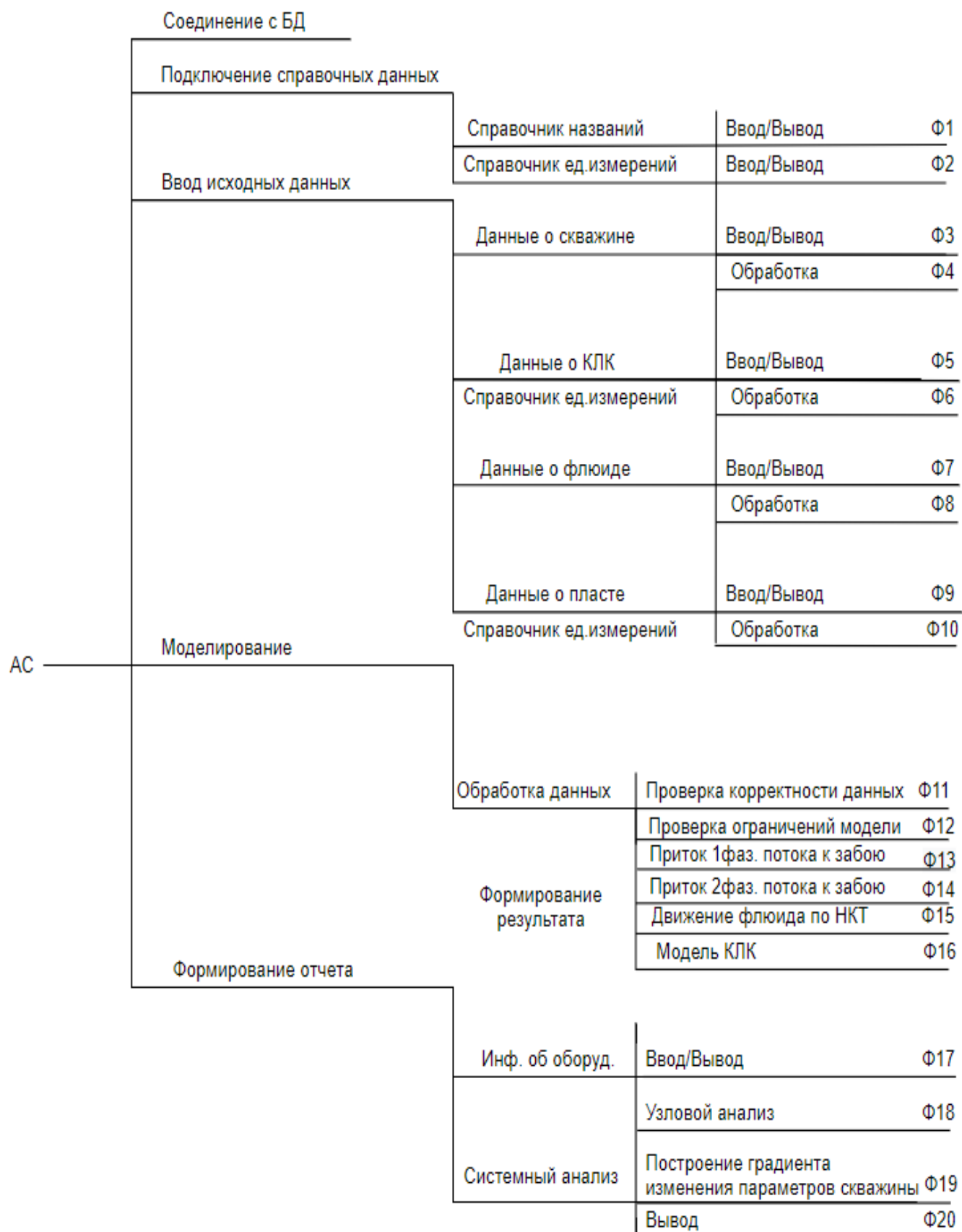


Рисунок 4.45 – Иерархия функций моделирующей системы на примере КЛК

Результатом моделирования являются:

- значения давления на забое скважины, дебита газа и воды,
- графики притока и характеристики скважины при работе по ЦЛК, ОЛК, МПК (рисунок 4.46).

Это позволяет упростить анализ режимов работы скважины и автоматизировать процесс подбора оборудования КЛК для обеспечения извлечения жидкости с забоя скважины.

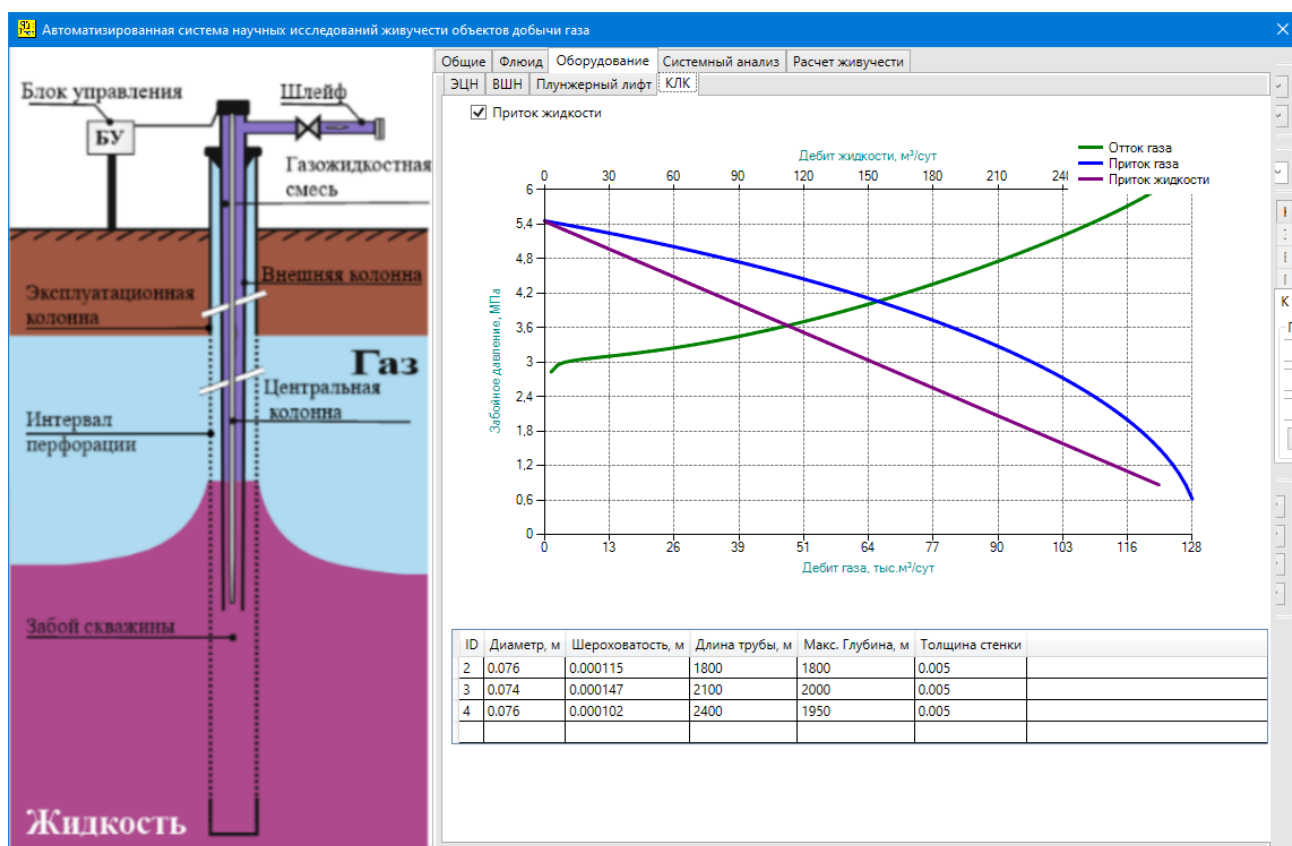


Рисунок 4.46 – Просмотр графика узлового анализа при различных КЛК системах

В результате прогностического моделирования рассчитывается коэффициент живучести объектов добычи газа (рисунок 4.47). Система моделирования позволит заменить дорогостоящие натурные испытания и поможет повысить эффективность принятия управленческих решений по повышению живучести за счет применения СОЖ.

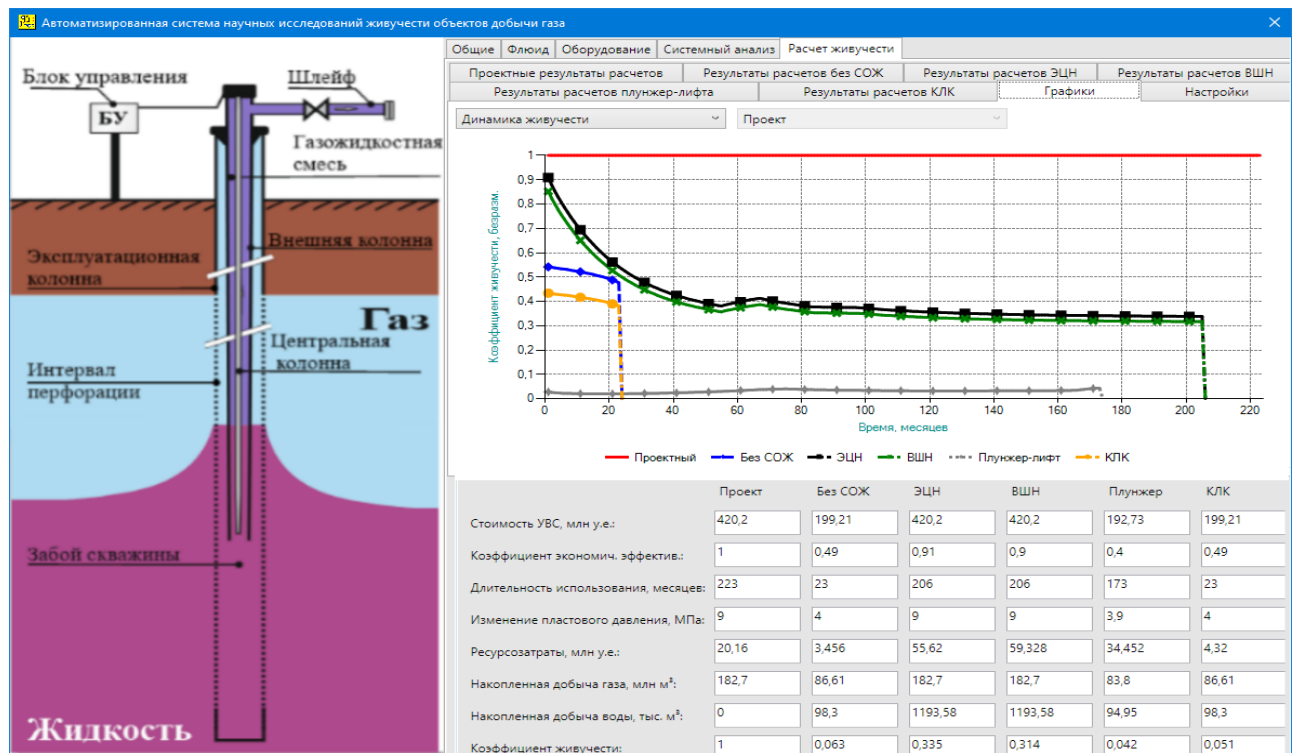


Рисунок 4.47 – Расчета коэффициента живучести ОДГ

#### 4.3.4.3 Модуль расчета параметров пласта и скважины

Автором совместно с А.Г. Шуэром и Н.А. Соловьевым разработана «Программная система моделирования добычи газа с насосной откачкой пластовой жидкости из обводненных газовых скважин» [198], которая включает «Модуль расчета параметров пласта и скважины».

В окне «Параметры уравнений притока» на вкладке «Приток газа» задаются параметры уравнения притока газа к забою скважины (рисунок 4.48) [198]. Если коэффициенты притока газа не известны, то их определяют по данным результатов исследования скважины (рисунок 4.49).

В окне «Параметры уравнений притока» на вкладке «Приток жидкости» задаются параметры уравнения притока жидкости к забою скважины (рисунок 4.50). Если коэффициенты притока газа не известны, то их также определяют по данным результатов исследования скважины (рисунок 4.51).

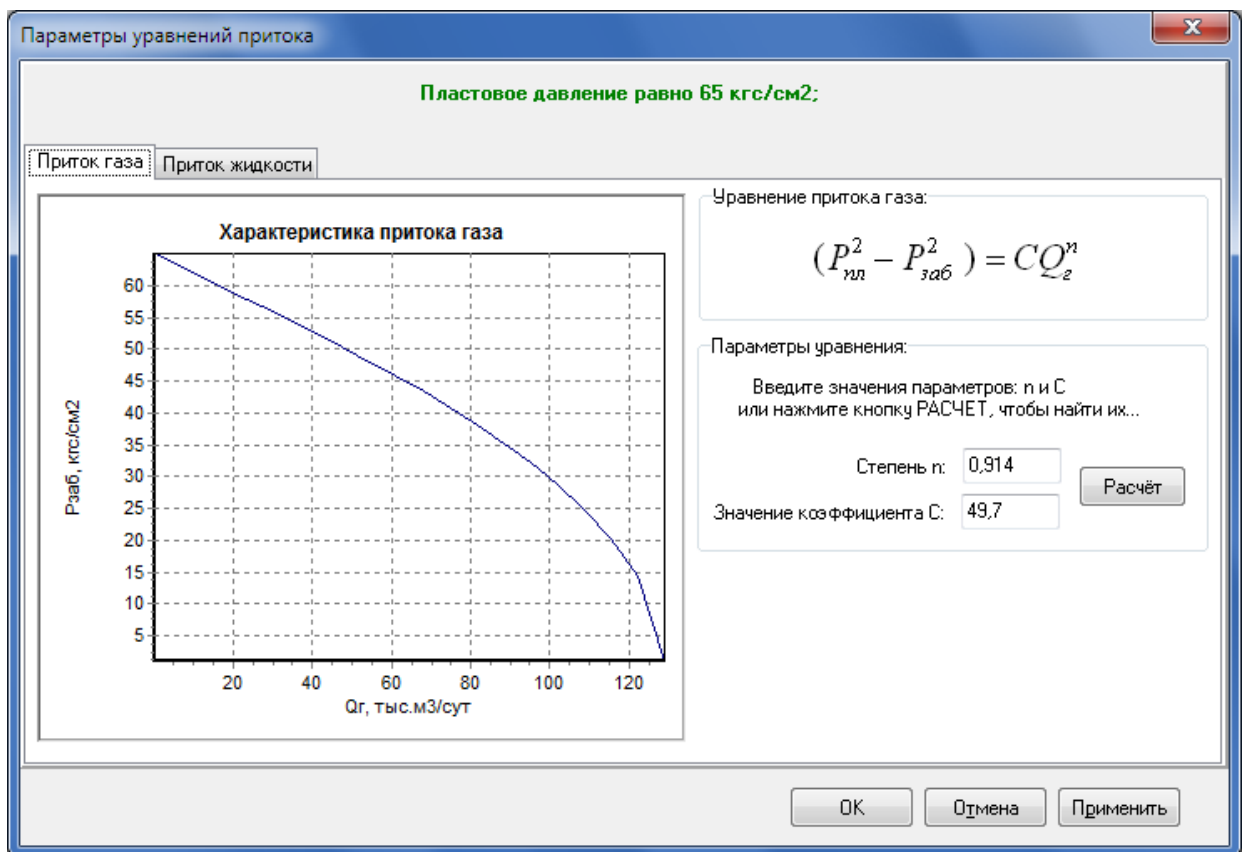


Рисунок 4.48 – Вид окна с графиком притока газа к забою скважины

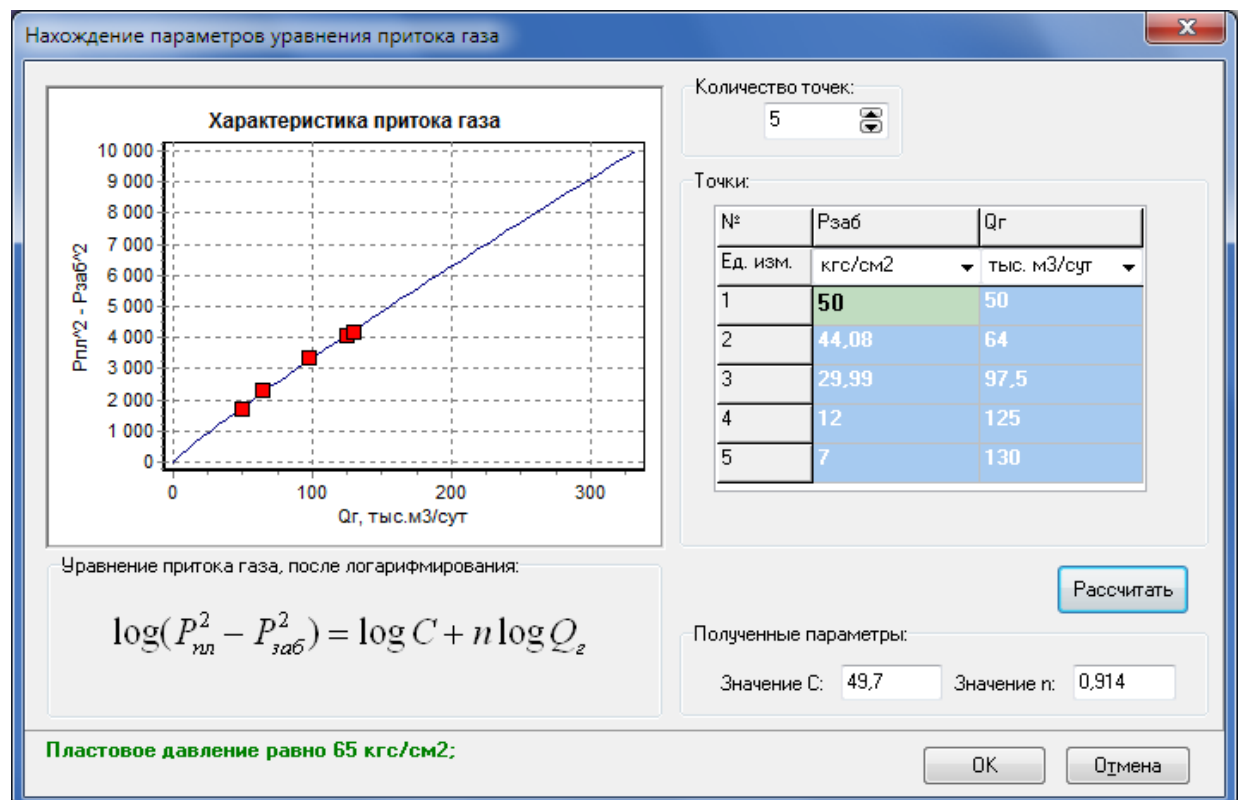


Рисунок 4.49 – Вид окна для нахождения параметров уравнения притока газа к забою скважины по известным значениям забойных давлений и расходов газа

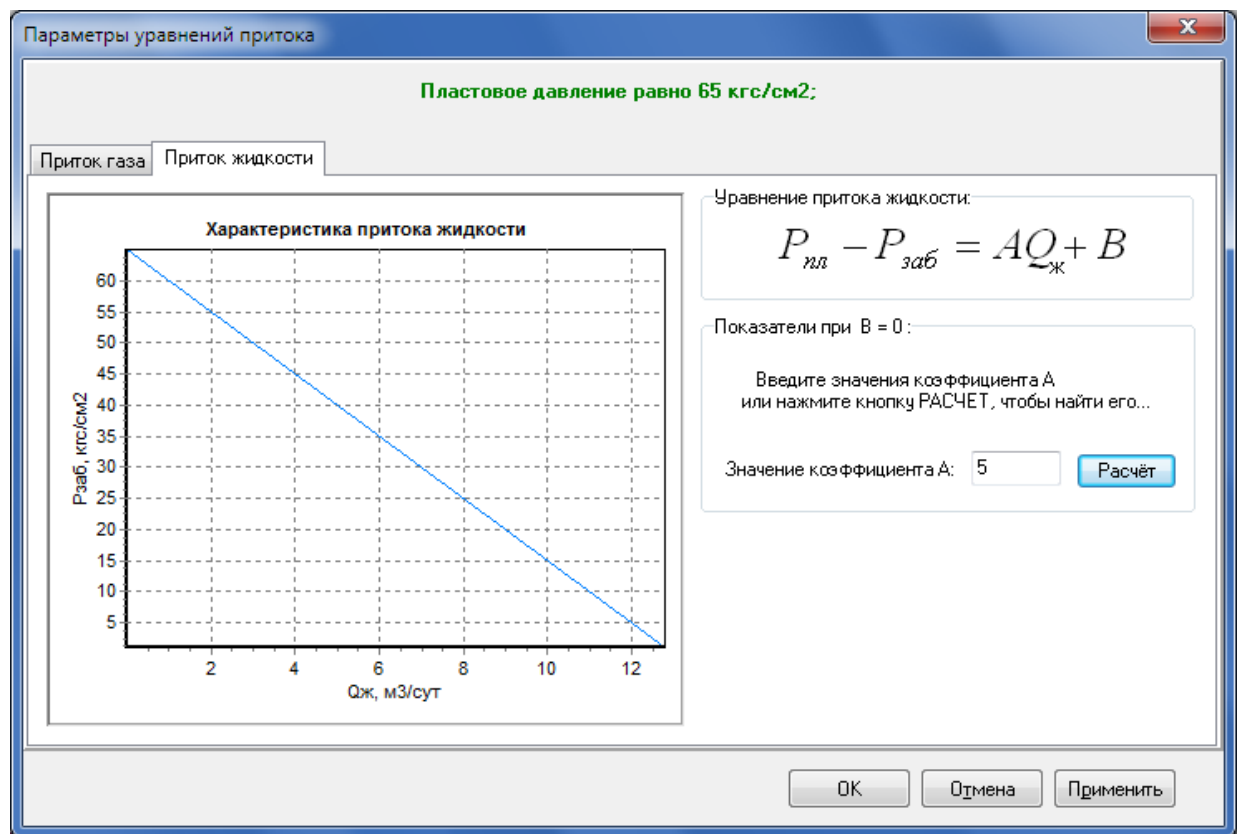


Рисунок 4.50 – Вид окна с графиком притока жидкости к забою скважины

Нахождение коэффициента  $A$

Пластовое давление равно 65 кгс/см<sup>2</sup>;

Чтобы найти значение коэффициента  $A$ , задайте  $P_{заб}$ ,  $Q_{ж}$  и нажмите кнопку "Расчёт"

При известном:

Забойное давление ( $P_{заб}$ ): 50 кгс/см<sup>2</sup>

Расход жидкости ( $Q_{ж}$ ): 3 м<sup>3</sup>/сут

OK Отмена

Рисунок 4.51 – Вид окна нахождения коэффициента  $A$  для уравнения притока жидкости по известным значениям давления на забое скважины и расходу жидкости

В окне «Конструкция скважины» задаются параметры НКТ, эксплуатационный колонны, инклинометрии – положения ствола скважины относительно устья (рисунок 4.52).



Конструкция скважины

НКТ Эксплуатационная колонна Инклинометрия Фонтанная арматура

Суммарная длина НКТ: 1702

№	Расстояние	Высота в конце участка	Наружный диаметр трубы	Толщина стенки трубы	Внутренний диаметр трубы	Абсолютная шероховатость стенки трубы	Колич. элементов при расчете	Коэффициент гидравлической эффективности
-	м	м	мм	мм	мм	мм	шт.	0...
1	1702	1702	76	5	66	0.02	25	1

Конструкция скважины

НКТ Эксплуатационная колонна Инклинометрия Фонтанная арматура

Суммарная длина ЭК: 1702

№	Расстояние	Высота в конце участка	Наружный диаметр трубы	Толщина стенки трубы	Внутренний диаметр трубы	Абсолютная шероховатость стенки трубы	Колич. элементов при расчете	Коэффициент гидравлической эффективности
-	м	м	мм	мм	мм	мм	шт.	0...
1	1702	1702	119	7	105	0.02	25	1

Задавать для участка:

☐ Длину участка

☒ Расстояние от

☒ Наружный диаметр

☐ Внутренний диаметр

Задавать для участка:

☐ Длину участка

☒ Расстояние от устья до конца участка

☒ Наружный диаметр и толщину стенки

☐ Внутренний диаметр

☐ Перепад высот на концах участка (+/-)

☒ Высоту в конце участка

Отметка устья: 0

Удалить участок Добавить участок

Из Excel В Excel

Учет изменения темп-ры потока в трубе:

☒ Изотермический процесс


☐ Теплообмен с окружающей средой

☐ Задаются потери тепла по длине трубопровода

ОК Отмена

Рисунок 4.52 – Вид окна для редактирования конструкции скважины

#### 4.3.4.4 Модуль расчета параметров скважины с управляемой насосной откачкой пластовой жидкости

Автором совместно с А.О. Салиховым и Н.А. Соловьевым разработан модуль расчета параметров скважины с управляемой насосной откачкой пластовой жидкости [199, 215, 218, 286]. Для проведения моделирования эксплуатации объекта добычи газа с управляемой откачкой пластовой жидкости УЭЦН (модели МФП, МПС и СОЖ - УЭЦН) задается необходимая информация по пласту и скважине. Пользователь задает параметры моделирования, изменяя состояние ЭЦН (включен/выключен), частоту вращения вала ЭЦН и степень открытия дроссельной задвижки на выкидной линии. Для запуска моделирования объекта добычи газа необходимо нажать на кнопку .

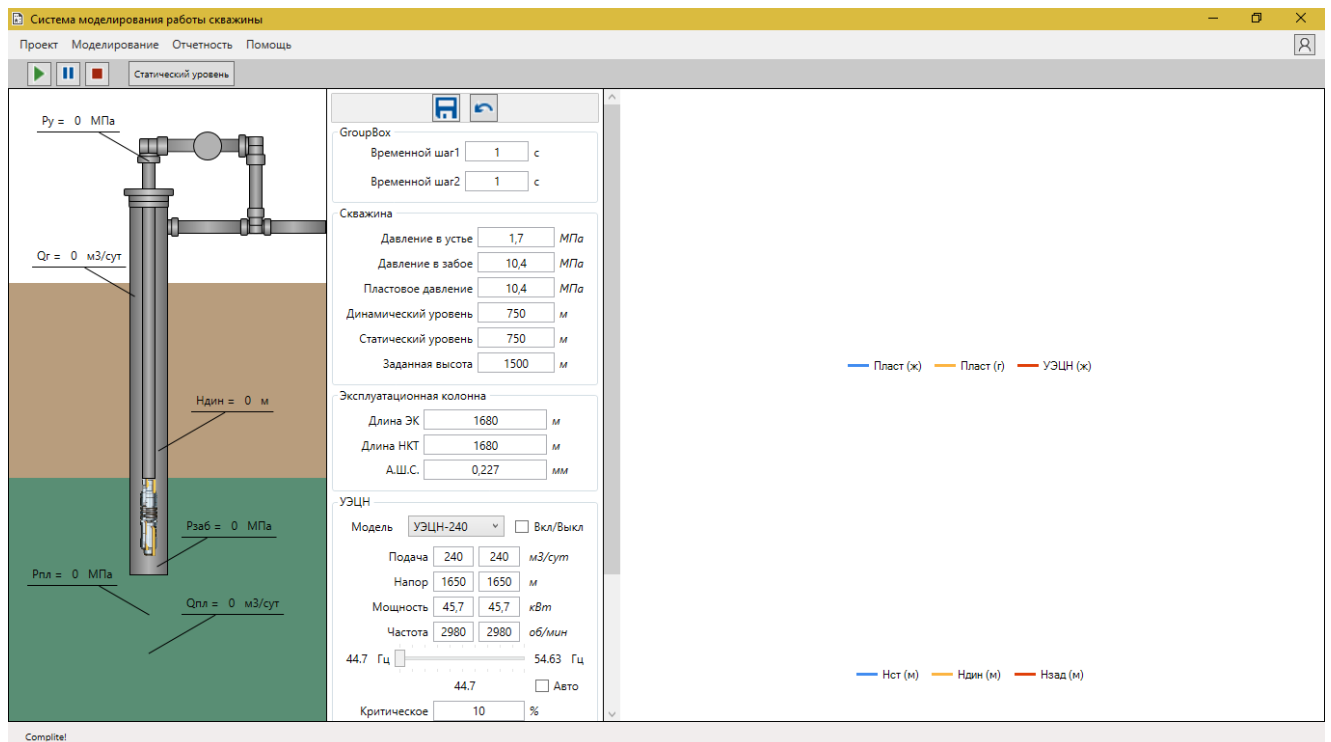


Рисунок 4.53 – Окно моделирования ОДГ с УЭЦН

На рисунке 4.54 представлен процесс моделирования эксплуатации объекта добычи газа без использования СОЖ.

На рисунке 4.55 изображен процесс моделирования эксплуатации объекта добычи газа с УЭЦН в момент запуска насоса.

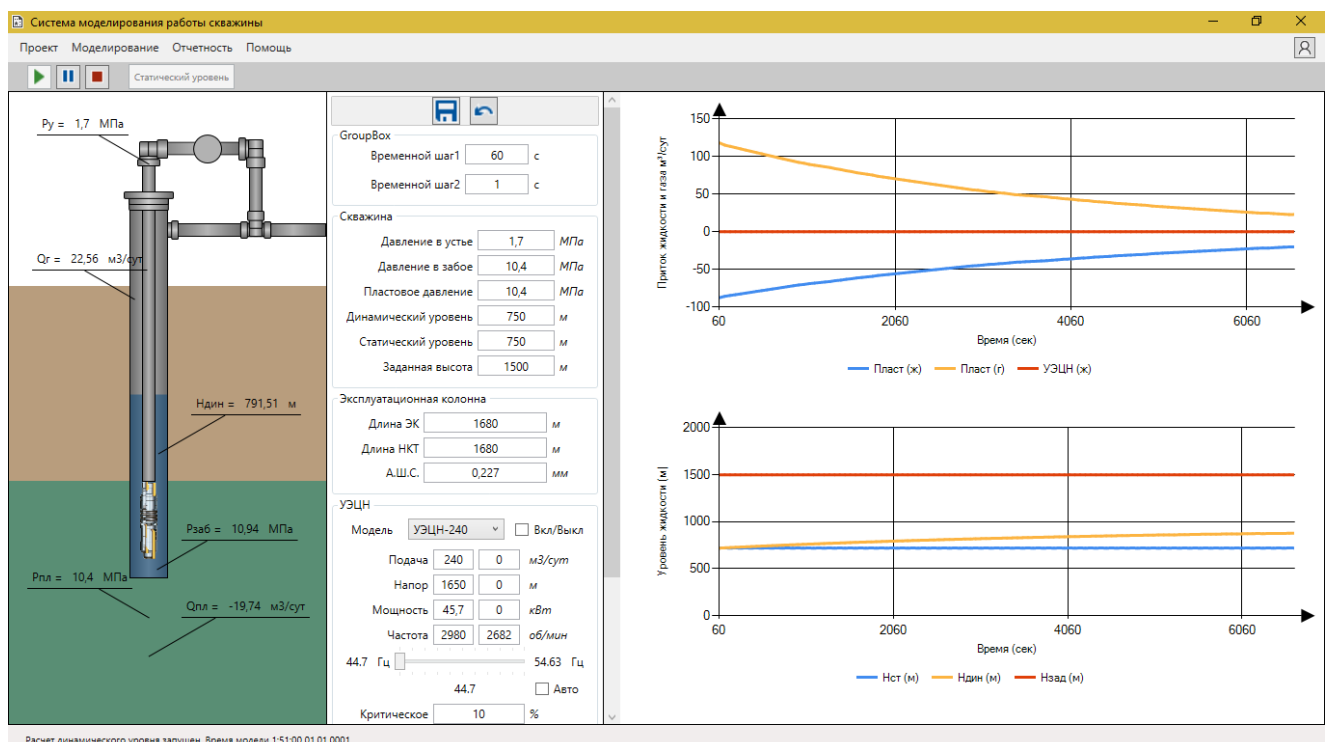


Рисунок 4.54 – Моделирование работы ОДГ

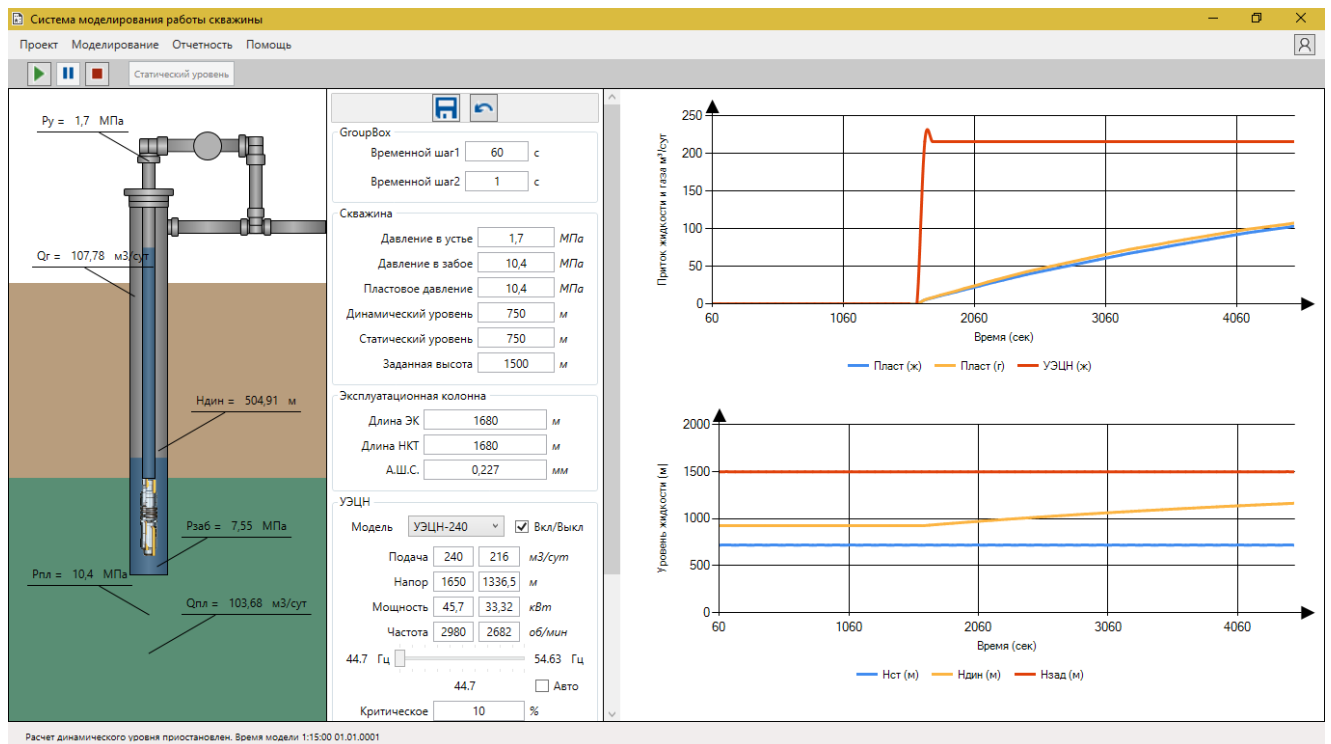


Рисунок 4.55 – Включение ЭЦН

Во время моделирования возможно изменение частоты вращения вала ЭЦН (рисунок 4.56) и дроссельной задвижки (рисунок 4.57).

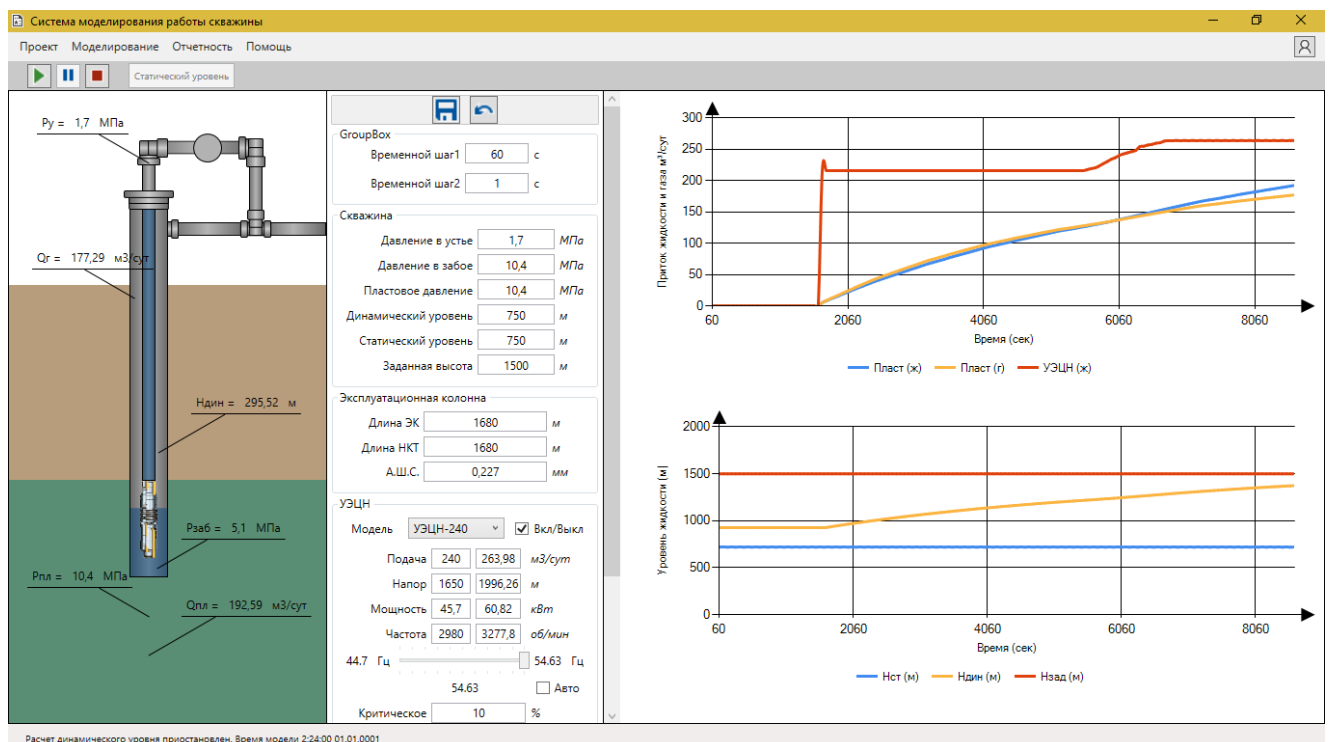


Рисунок 4.56 – Изменение частоты вращения вала ЭЦН

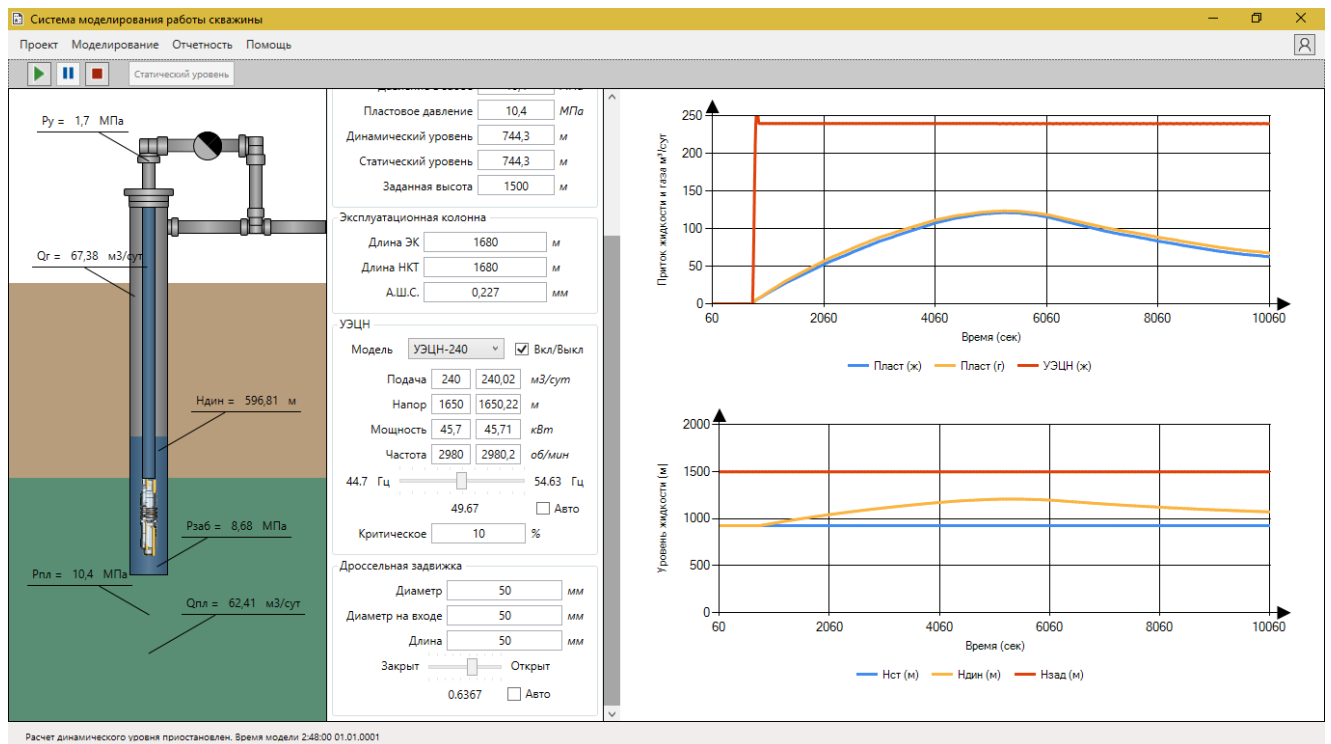


Рисунок 4.57 – Изменение положения дроссельной задвижки

При работе с системой моделирования СОЖ реализованы проверка корректности вводимых данных, ввод и вывод данных в различных единицах измерения физических величин.

Примеры возможных ошибок представлены на рисунках 4.58 -4.61.

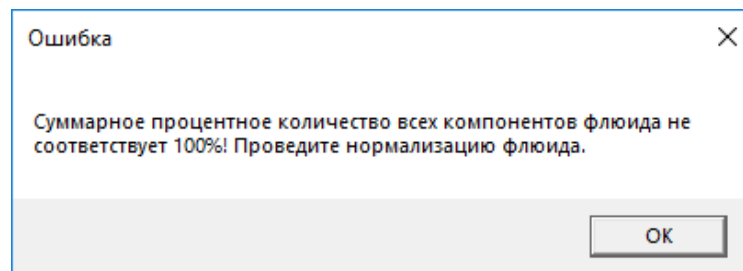


Рисунок 4.58 – Окно с ошибкой при некорректном задании компонентов флюида

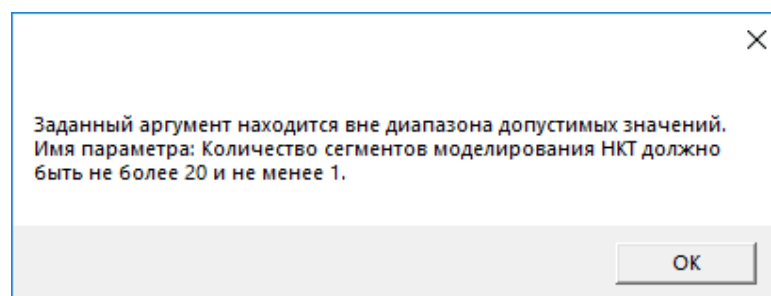


Рисунок 4.59 – Окно с ошибкой при некорректном задании сегментов НКТ

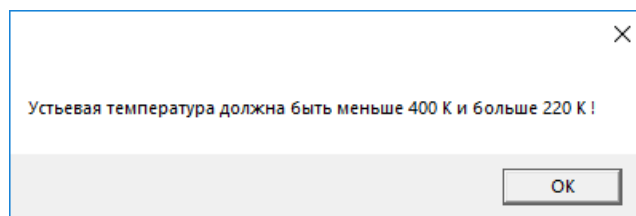


Рисунок 4.60 – Окно с ошибкой при некорректном значении температуры на устье

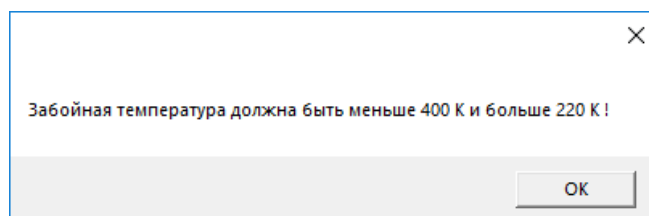


Рисунок 4.61 – Окно с ошибкой при некорректном значении температуры на забое

Таким образом, разработан пользовательский интерфейс системы моделирования живучести объектов добычи газа, реализующей моделирование технологических процессов добычи продукции в условиях обводнения с использованием СОЖ: УЭЦН, УВШН, плунжер-лифт и КЛК.

Реализован проект информационного и программного обеспечение АСНИ ЖОДГ. АСНИ реализует подготовку, обработку, верификацию, хранение и анализ данных об объектах добычи газа на основе интеграции существующих и вновь созданных информационно-программных подсистем.

За счет использования при проектировании АСНИ объектно-ориентированного подхода и модульной структуры ПО, становится возможным добавление новых моделей, описывающих эксплуатацию и исследование объектов добычи газа, новых СОЖ, в систему и расширение функционала АСНИ.

#### **4.4 Методика проведения научных исследований живучести объектов добычи газа с АСНИ**

Разработана методика проведения научных исследований живучести объектов добычи газа, которая базируется на использовании АСНИ, предложенной в разделе 2.2; математического, информационного и программного обеспечения АСНИ, представленного в разделах 3 и 4.

Методика проведения научных исследований живучести объектов добычи газа с АСНИ включает в себя 8 этапов.

1. На первом этапе осуществляется постановка задачи научного исследования:

- ЛПР получает из информационной системы АСНИ всю имеющуюся геолого-промысловую информацию об объекте добычи газа, проводит анализ информации, условий и методов решения задач данного класса;

- ЛПР через интерфейс пользователя АСНИ с учетом особенностей имеющегося математического аппарата (который описан в разделе 3), технологических ограничений и проектных значений показателей разработки месторождения определяет цель и критерии научных исследований живучести объектов добычи газа в условиях обводнения;

- ЛПР формулирует исходную гипотезу исследования.

2. На втором этапе проводится теоретический анализ гипотезы, проводится предварительная оценка возможности применения различных способов извлечения пластовой жидкости на объекте добычи газа с помощью разработанного модуля, описанного в разделе.

3. На третьем этапе формируется план эксперимента и проводится эксперимент с использованием системы моделирования живучести объектов добычи газа.

4. На четвертом этапе проводится анализ и обобщение полученных результатов эксперимента, рассчитанных значений коэффициента живучести объектов добычи газа с СОЖ.

5. На пятом этапе ЛПР проводит проверку исходных гипотез на основе полученных фактов.

6. На шестом этапе проводится окончательная формулировка новых фактов и законов, по необходимости проводится доработка математического, информационного и программного обеспечения АСНИ.

7. На седьмом этапе исследователь получает объяснения или научные предсказания дальнейшего функционирования объекта добычи газа в условиях

обводнения.

8. На восьмом этапе ЛПР формирует необходимую документацию для внедрения полученных результатов в производственную деятельность.

Таким образом, предложена методика проведения научных исследований живучести объектов добычи газа при помощи АСНИ, использующей систему моделирования СОЖ для расчета живучести объектов добычи газа.

#### **4.5 Выводы по четвертому разделу**

1. В результате анализа выявлены недостатки информационно-программного обеспечения АСНИ живучести объектов добычи газа в условиях обводнения. Существуют в основном зарубежные системы, которые предназначены для подбора оборудования механизированной добычи продукции нефтяных скважины, рассчитывают движение продукции по однорядному лифту: насосно-компрессорным трубам или затрубному пространству, не позволяют оценивать живучесть объектов добычи газа. Доказана необходимость развития существующего информационного и программного обеспечения для построения автоматизированной системы научных исследований.

2. Разработано информационное и программное обеспечение автоматизированной системы научных исследований живучести объектов добычи газа. Система реализует подготовку, обработку, верификацию, хранение и анализ данных об объектах добычи газа на основе интеграции существующих и вновь созданных информационно-программных подсистем. Автоматизированная система научных исследований позволит выполнять прогностическое моделирование условий эксплуатации скважин, формировать варианты и помогать исследователю принимать решения по обеспечению живучести объектов добычи газа в условиях обводнения за счет применения различных технологий борьбы с обводнением.

3. Разработана методика проведения научных исследований живучести объектов добычи газа с АСНИ, использующая систему моделирования СОЖ для расчета коэффициента живучести объектов добычи газа в условиях обводнения.

## **5 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЖИВУЧЕСТИ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ ГАЗА**

На заключительном этапе исследования предлагаются технические решения по компоновке газовой скважины с ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости, решения по обеспечению живучести объектов добычи газа. Проводится оценка научных исследований объектов добычи газа с помощью АСНИ, формируются рекомендации и выводы. Оценка эффективности научных исследований живучести объектов добычи газа позволит определить правильность выбранного направления совершенствования АСНИ и полноту достижения цели исследования.

### **5.1 Разработка предложений по обеспечению живучести объектов добычи газа**

#### **5.1.1 Разработка технических решений построения системы «пласт-скважина» с управляемой насосной откачкой пластовой жидкости**

Суть технологии добычи газа с насосной откачкой жидкости заключается в раздельной добыче газа и жидкости из скважин, что позволит увеличить депрессию на пласт притом же давлении на входе в УКПГ, а значит и увеличить добычу газа.

Кроме того, насосная добыча жидкости позволит эксплуатировать скважины независимо от величины пластового давления, состояния призабойной зоны и величины притока газа, обеспечит добычу накапливаемого в призабойной зоне конденсата, уменьшит объем заземленного в пласте газа.

Необходимо поддерживать в скважине динамический уровень жидкости ниже середины интервала перфорации, так как при этом можно добиться максимального освобождения призабойной зоны от жидкости и, тем самым, увеличить возможность для притока газа.



На рисунке 5.1 предложена схема компоновки обводненной газовой скважины с ИИС управляемой откачки пластовой жидкости УЭЦН [36-37].

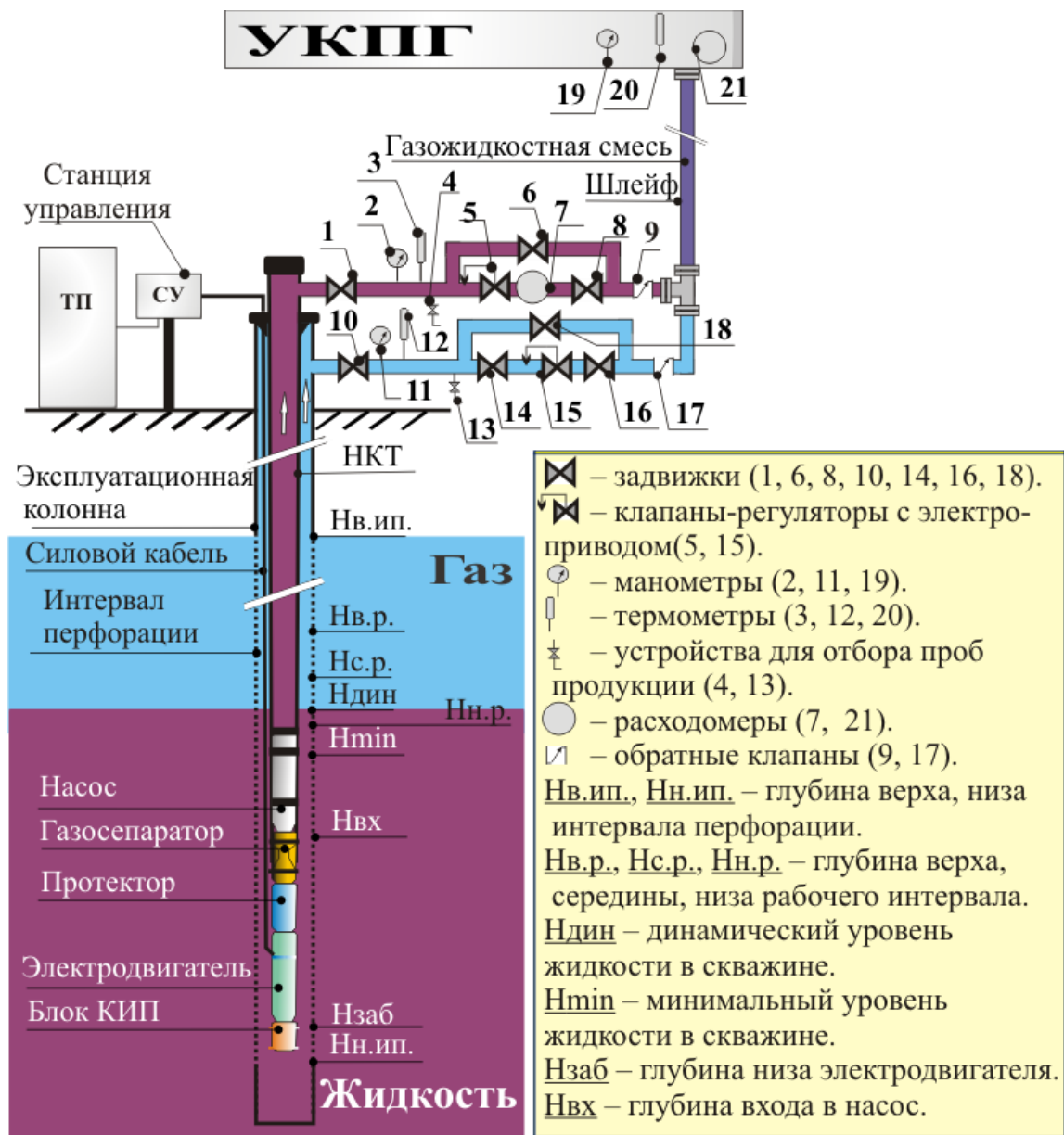


Рисунок 5.1 – Компоновка скважины с ИИС насосной откачки пластовой жидкости

На рисунке 5.1 показаны предложенные измерительные устройства в составе ИИС, необходимые для определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины: манометры (2, 11, 19), термометры (3, 12, 20), устройства для отбора проб газа и жидкости (4, 13), расходомеры (9, 17), блок контрольно-измерительных приборов на забое скважины.

Клапаны-регуляторы (5, 15) оснащены электроприводом, соединенным со

станцией управления. Клапан 5 регулирует давление на выходе из НКТ (устьевое давление), а тем самым и подачу центробежного насоса.

Манометр 2 и термометр 3 замеряют давление и температуру на выходе из НКТ, 11 и 12 - на выходе из затрубного пространства, 19 и 20 – в конце шлейфа.

Задвижки (1, 6, 8, 10, 14, 16, 18) используются в случае аварии, либо при выполнении ремонтных работ на скважине.

Устройства для отбора проб жидкости (4) и газа (13) необходимы для получения информации о составе и плотности добываемой продукции.

Расходомер 7 замеряет количество жидкости, приходящее на устье скважины, а 21 – количество газа, поступающего от скважины на УКПГ.

Обратные клапаны (9,17) предотвращают движение продукции в обратном направлении – из шлейфа в скважину.

Блок КИП на забое скважины крепится к нижней части ПЭД (рисунок 5.1), обеспечивает передачу геофизической информации (температуру и давление на забое скважины и температуру ПЭД) на устье скважины, например система погружной телеметрии «ИРЗ ТМС-МЗН» от АО «ИРЗ» (рисунок 5.2) [123].



Рисунок 5.2 – Система погружной телеметрии «ИРЗ ТМС-МЗН» от АО «ИРЗ»

Для измерения линейного и затрубного давления и температуры продукции, а также на БВН может быть использован манометр-термометр типа «НЕДРАКАМ-устье101» ООО «ЗТО «НЕДРАКАМ» (рисунок 5.3) [125] или термоманометр «Автон» АО «Автограф» (рисунок 5.4) [118].

Для измерения расхода газа может быть использован расходомер «Супер-Флоу-21В» ООО «СОВТИГАЗ» (рисунок 5.5) [120].

Для измерения расхода жидкости может быть использован расходомер «ИЗМЕРКОН СМ 470» от ООО «Измерение и Контроль» (рисунок 5.6) [124].



Рисунок 5.3 – Устьевой манометр-термометр «НЕДРАКАМ-устье101» от ООО «ЗТО «НЕДРАКАМ»



Рисунок 5.4 – Термоманометр «Автон» от АО «Автограф»



Рисунок 5.5 – Расходомер газа «СуперФлоу-21В» производства ООО «СОВТИГАЗ»



Рисунок 5.6 – Расходомер «ИЗМЕРКОН СМ 470» производства ООО «Измерение и Контроль»

Комплектующие УЭЦН (насосы, электродвигатели, газосепараторы, силовые кабели, станции управления и др.) разрабатываются различными отечественными компаниями, например «Новомет» [119], «АЛНАС» [121], «Борец» [122]. Однако в основном они конструируются с учетом эксплуатации в нефтяных скважинах. И для использования данного оборудования в газовых скважинах требуется их доработка с учетом особенностей эксплуатации, например, большого газового фактора, наличия агрессивных составляющих в газе (сероводород, углекислый газ) и др.

Таким образом, предложены технические решения по компоновке газовой скважины с ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости с УЭЦН, включающей в себя измерительные устройства на УКПГ, устье и забое скважины для получения информации о параметрах объекта добычи газа с УЭЦН.

## **5.2 Разработка методики оценки эффективности научных исследований живучести объектов добычи газа**

Для проведения оценки эффективности процессов научных исследований (НИ) живучести объектов добычи газа (ЖОДГ) с использованием АСНИ необходимо решить следующие задачи: провести системный анализ существующих подходов к оценке эффективности АСНИ, осуществить выбор метода оценки эффективности, определение показателей, критериев эффективности и выполнить оценку эффективности процессов научных исследований живучести объектов добычи газа в условиях обводнения [50].

### **5.2.1 Анализ существующих методов оценки эффективности АСНИ**

Вопросам оценки эффективности систем, информационных технологий, систем автоматизации технологических процессов и АСНИ посвящены работы многих исследователей в России и за рубежом. Оценка эффективности проектных решений в нефтегазовой отрасли может проводиться по финансовой рентабельности [9-10]. Для определения научно-технической результативности научно-

исследовательских работ используется балльная оценка [11]. Повышение эффективности процессов НИ возможно за счет создания современной базы автоматизации и планирования НИ (создания АСНИ) и подготовки инженерных и научных кадров [236]. Оценка эффективности информационных систем может проводиться на основе функционально-стоимостного анализа [131]. В статье [20] рассмотрены и проанализированы различные виды эффектов от внедрения инноваций в информационную инфраструктуру экономического объекта. В работе [63] эффективность системы оценивается как отношение суммарной целевой отдачи на интервале эксплуатации к полным затратам на всех этапах «жизни» системы. Эффективности НИ оценивается на основе различных наукометрических показателей в статье [84]. Оценке экономической эффективности информационных систем посвящены работы [59, 98, 141, 201, 206-207]. Авторы работы [267] для оценки эффективности интеллектуальных систем применяют некоторое количество измеряемых системных показателей, характеризующих производительность системы. Построение системы показателей оценки эффективности системы менеджмента качества производственных предприятий ведется на основе нечетких множеств в работе [290].

Согласно работе [73] эффективность автоматизированной системы определяется сопоставлением результатов от функционирования системы и затрат всех видов ресурсов, необходимых для ее создания и развития. Для принятия решения о степени достижения требуемой цели определяется критерий эффективности – правило, позволяющее сопоставлять стратегии, характеризующиеся различной степенью достижения цели и осуществлять их выбор из множества допустимых [155]. Критерий эффективности автоматизированной системы определяют на множестве частных показателей, каждый из которых описывает одну из сторон рассматриваемой системы. При этом критерий может быть выражен в виде целевой функции или порядковой меры, устанавливающей упорядоченную последовательность сочетаний показателей [73]. Под показателем понимается характеристика, описываемая количественно и позволяющая оценить свойство системы с какой-либо одной стороны [107].

Известны основные методы оценки эффективности систем [107]: метод среднего взвешенного; метод Парето; метод последовательных уступок; метод анализа иерархий; метод анализа среды функционирования.

Анализ источников [106, 178, 213, 254, 268], а также опыт проектирования различных автоматизированных информационных систем показывает, что в основном используются методы среднего взвешенного и анализа иерархий, для которых характерны простота и возможность работы с большим количеством показателей. Метод анализа иерархий ориентирован на нечеткие оценки, которые в отличие от точных количественных оценок более просты в использовании для экспертов.

Одной из основных задач при оценке эффективности является выбор и обоснование обобщенных и частных показателей эффективности, характеризующих исследуемую систему.

Выбор показателей эффективности осуществляют с учетом следующих положений [106, 90]:

- показатели должны соответствовать назначению системы;
- измеримость показателей с помощью физических величин (желательно поддающихся количественной оценке);
- выбор достаточного числа показателей (если их мало, могут не в полной мере учитываться целевые функции системы, трудоемкость оценки возрастает с ростом числа показателей);
- желательно, чтобы при выборе показателей эффективности учитывались требования действующих нормативных документов предметной области информационной системы.

Конкретный перечень показателей эффективности автоматизированной информационной системы зависит от типа решаемых задач. Обычно выделяют следующие показатели эффективности: интегральный, обобщенные и частные. Интегральный показатель характеризует эффективность всей системы в целом. Обобщенные показатели отражают различные стороны функционирования системы: техническую, экономическую, организационную, социальную и др. Частные по-

казатели эффективности определяют конкретные характеристики системы по каждой из групп обобщенных показателей [106].

Для вычисления интегрального и обобщенных показателей эффективности систем используются методы решения многокритериальных задач.

Частные показатели эффективности принято определять [106-108, 178]:

- по аналитическим зависимостям;
- путем нормирования показателей относительно их минимальных и максимальных значений;
- как отношение расчетного значения показателя к требуемому, либо максимально (минимально) возможному;
- экспертным путем с использованием выбранной шкалы и дальнейшему приведению к значениям от 0 до 1 (нормированию).

При выборе перечня показателей эффективности на стадии эксплуатации автоматизированной информационной системы выбирают показатели, характеризующие функциональные возможности системы, ее уровень технической оснащенности, условия ее эксплуатации, наличие вспомогательных подсистем, удобство использования персоналом, его профессионализм [106].

Учитывая методы [229], определены следующие особенности НИ объектов добычи газа (ОДГ):

- проведение экспериментальных и теоретических исследований, анализ их результатов и принятие решений об эксплуатации ОДГ;
- высокая материальная и социальная степень ответственности за полученные результаты и предлагаемые рекомендации;
- длительность и высокая стоимость проведения НИ;
- необходимость представления результатов НИ в виде, требуемом для подготовки проектно-сметной документации на изменение компоновки оборудования ОДГ;
- системный характер работы групп исследователей, теоретиков и проектных организаций, необходимость сопоставления и объединения в единой информационно-модельной системе различных результатов, относящихся к ОДГ.

Оценивать эффективность рассматриваемой АСНИ предлагается с точки зрения предоставления возможностей более эффективно организовывать процесс НИ [229]. Таким образом, оценивается эффективность не системы автоматизации, а эффективность процессов НИ, проводимых с помощью информационных автоматизированных систем, в частности с АСНИ ЖОДГ.

В качестве обобщенных показателей эффективности процессов НИ ОДГ предлагаются:

- время проведения исследований, включая все этапы постановки задачи, обработки информации, разработки моделей, расчетов, анализа результатов и принятия решений;
- ресурсоотдача НИ;
- результативность НИ.

С учетом предлагаемых подходов [155, 178, 213, 229] и рекомендаций [73, 223] определены следующие требования к процессам НИ ОДГ:

- сокращение времени проведения исследований, которое достигается благодаря уменьшению времени проведения вычислительных экспериментов за счет планирования, повышению оперативности обработки экспериментальных данных, повышению доступности структурированной информации;
- повышение ресурсоотдачи процесса НИ за счет увеличения производительности труда и рентабельности процесса НИ;
- повышение результативности процесса НИ за счет использования системы моделирования ОДГ, предварительного выбора возможных технологий борьбы с обводнением для анализа с учетом конструктивных и технологических особенностей ОДГ, интегрированного подхода к организации НИ, применения системы поддержки принятия управленческих решений по увеличению живучести ОДГ.

5.2.2 Обоснование выбора метода оценки эффективности научных исследований живучести объектов добычи газа

Задача оценки эффективности процессов НИ ОДГ имеет следующие осо-



бенности [229]:

- используются как количественные, так и качественные показатели оценки эффективности;
- оценка некоторых показателей может быть получена только от экспертов;
- при определении ряда показателей исследователь сталкивается с неопределенностью и нечеткостью ситуации.

В настоящее время для решения задачи оценки эффективности развит ряд направлений [155, 213, 229, 254]: качественные методы принятия решений; методы многомерного шкалирования качественных переменных; методы и средства экспертных систем, методы обработки и анализа экспертной информации, методы теории нечетких множеств.

Проанализировав существующие методы, а также особенности решаемой задачи, предлагается остановиться на методах обработки и анализа экспертной информации и методах теории нечетких множеств.

Отнесение задачи оценки эффективности процессов НИ ОДГ к нечетким означает, что при ее формулировке и решении требуется обращение к знаниям экспертов [229]. В целом инструментарий теории нечетких множеств позволяет учесть неопределенность и нечеткость ситуации, предлагается принять его в качестве основного для разработки показателей оценки эффективности НИ ОДГ.

### 5.2.3 Критерий оценки эффективности процессов научных исследований живучести объектов добычи газа

В качестве частных показателей эффективности процессов НИ ОДГ определены перечисленные далее [50].

- 1) Для времени проведения исследований это
  - доступность разнородной информации;
  - оперативность обработки данных;
  - время проведения вычислительного эксперимента.
- 2) Для ресурсоотдачи НИ это
  - производительность труда;

– рентабельность.

3) Для результативности НИ это

– модельная полнота;

– предварительный выбор технологий борьбы с обводнением для анализа;

– используемый подход к организации НИ;

– использование системы поддержки принятия решений.

В соответствии с целевой функцией (1.3) в качестве критерия эффективности определен интегральный показатель эффективности – коэффициент эффективности процессов НИ ЖОДГ ( $K_{esr}$ ). Для выбора наиболее эффективной АСНИ ЖОДГ предлагается критерий, математическое выражение которого представляется целевой функцией:

$$K_{esr}(k_t, k_{rc}, k_{ef}) \rightarrow \max, \quad (5.1)$$

где  $k_t$  – показатель, характеризующий время проведения НИ;  $k_{rc}$  – показатель, характеризующий ресурсоотдачу НИ;  $k_{ef}$  – показатель, характеризующий результативность НИ.

В качестве метода устранения многопараметричности задачи оценки эффективности предлагается использовать метод аддитивной свертки показателей [213]:

$$K_{esr} = \lambda_1 \cdot k_t + \lambda_2 \cdot k_{rc} + \lambda_3 \cdot k_{ef}, \quad (5.2)$$

где  $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$  – весовые коэффициенты показателей оценки эффективности НИ.

Недостатком данного подхода является тот факт, что высокие оценки по одним показателям могут компенсировать низкие оценки по другим.

Экспертная оценка значений весов  $\lambda_j$  для показателей эффективности определялась по методу оценки важности параметров в баллах [229]. При этом каждый  $i$ -й эксперт назначает каждому  $j$ -му параметру  $\lambda_j$  оценку по шкале от 0 до 10,  $j = \overline{1, N}$ , где  $N$  – число показателей. Далее находится сумма оценок для каждого эксперта  $a_i, i = \overline{1, M}$ , где  $M$  – число экспертов:

$$a_i = \sum_{j=1}^N a_{ij} \quad (5.3)$$

и определяется значение коэффициента веса:

$$\lambda_{ij} = a_{ij}/a_i. \quad (5.4)$$

В качестве значений веса  $j$ -го параметра  $\lambda_j$  принимается среднее значение, по результатам оценки экспертов:

$$\lambda_j = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^M \lambda_{ij}. \quad (5.5)$$

Для нахождения коэффициента эффективности  $K_{esr}$  значения весовых коэффициентов определены по методу оценки важности параметров в баллах (5.3)-(5.5) по результатам экспертного оценивания пяти экспертов:  $\lambda_1 = 0,3$ ;  $\lambda_2 = 0,3$ ;  $\lambda_3 = 0,4$ .

Такое распределение весов отражает тот факт, что ведущей, самой значимой характеристикой НИ ОДГ является их результативность, что определяется степенью важности решений, принимаемых на основе НИ.

Далее определяются оценки показателей эффективности НИ ОДГ.

### **Показатель, характеризующий время проведения НИ:**

$$k_t = \alpha_1 \cdot k_{de} + \alpha_2 \cdot k_o + \alpha_3 \cdot k_a, \quad (5.6)$$

где  $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$  – весовые коэффициенты показателей;  $k_{de}$  – показатель, характеризующий временный эффект от применения методов планирования эксперимента;  $k_o$  – показатель, характеризующий оперативность обработки информации;  $k_a$  – показатель, характеризующий доступность информации.

Показатель  $k_{de}$  является нечетким и может рассчитываться следующим образом. Определим показатель снижения числа опытов  $F$  при использовании методов планирования эксперимента и при технологии постановки эксперимента перебором:

$$F = N/N_{de}, \quad (5.7)$$

где  $N_{de}$  – число опытов вычислительного эксперимента при использовании методов планирования эксперимента за счет предварительного отбора технически реализуемых средств обеспечения живучести и их компоновок в зависимости от осо-

бенностей конкретного объекта добычи газа;

$N$  – число опытов при использовании технологии постановки эксперимента перебором.

Пусть значение показателя  $F$ , равное 10 и более (т.е. снижение числа опытов на порядок и более), считается значительной степенью снижения числа опытов [229].

Тогда нечеткое множество  $\tilde{A}_1$ , характеризующее понятие «значительное снижение» числа опытов и соответственно времени проведения эксперимента, представляется в виде:

$$\tilde{A}_1 = \{..., \langle 1/100 \rangle, ..., \langle 1/11 \rangle, \langle 1/10 \rangle, \langle 0,5/5 \rangle, ..., \langle 0,1/2 \rangle, \langle 0/1 \rangle\}, \quad (5.8)$$

Аппроксимирующая функция принадлежности  $\mu_a(F)$ , соответствующая (5.8), приведена на рисунке 5.7.

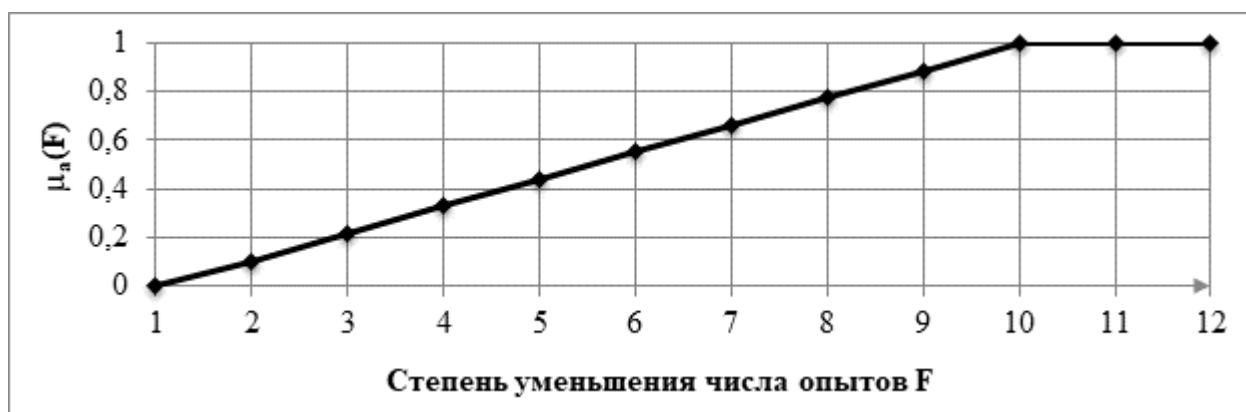


Рисунок 5.7 – Функция принадлежности  $\mu_a(F)$

Оперативность обработки информации можно определить следующим образом:

$$k_o = T^0 / T^A, \quad (5.9)$$

где  $T^A$  – время обработки данных с использованием АСНИ ЖОДГ;

$T^0$  – время обработки при существующих информационных технологиях.

Время обработки данных зависит от технических характеристик используемого аппаратного, информационно-программного обеспечения, организации хранения и доступа к информационным ресурсам и др. Значения показателя  $k_o$  опре-

деляются аналогично методики вычисления значений показателя  $k_{de}$ .

Доступность информации – качественный показатель, определяется экспертами на основе анализа опыта использования АСНИ ЖОДГ, удобства использования и полноты информации, необходимой для проведения НИ.

Экспертно определены значения весовых коэффициентов для расчета показателя (5.6) следующим образом:  $\alpha_1 = 0,3$ ;  $\alpha_2 = 0,4$ ;  $\alpha_3 = 0,3$ .

### **Показатели, характеризующие ресурсоотдачу НИ:**

$$k_{rc} = \beta_1 \cdot k_{lp} + \beta_2 \cdot k_p, \quad (5.10)$$

где  $\beta_1, \beta_2$  – весовые коэффициенты показателей;  $k_{lp}$  – показатель, характеризующий производительность труда;  $k_p$  – показатель, характеризующий рентабельность НИ.

Производительность труда НИ ОДГ определяются в виде отношения числа задач, решаемых в автоматизированном виде, к общему числу задач данного НИ:

$$k_{lp} = N_a / N_t, \quad (5.11)$$

где  $N_a$  – число автоматизированных задач;  $N_t$  – общее число задач.

Данный показатель является количественным, изменяется от 0 – полностью неавтоматизированное решение задач НИ, до 1 – полностью автоматизированное решение.

Рентабельность НИ  $k_p$  определяется через коэффициент возврата инвестиций в НИ  $R$ :

$$R = PV / CI, \quad (5.12)$$

где  $PV$  – суммарный денежный поток от проведенных НИ;  $CI$  – сумма инвестиций в НИ.

Если показатель  $R > 1,30$ , то НИ имеют сверхрентабельность;  $k_p = 1$ .

Если показатель  $1,20 < R \leq 1,30$ , то НИ имеют высокую рентабельность;  $k_p = 0,6$ .

Если показатель  $1,05 < R \leq 1,20$ , то НИ имеют среднюю рентабель-

ность;  $k_p = 0,3$ .

Если показатель  $1 < R \leq 1,05$ , то НИ имеют низкую рентабельность;  $k_p = 0,1$ .

Если показатель  $R = 1$ , то затраты на НИ окупаются;  $k_p = 0$ .

Если показатель  $R < 1$ , то проведение НИ является убыточным;  $k_p = 0$ .

Экспертно определены значения весовых коэффициентов для расчета показателя (5.10) следующим образом:  $\beta_1 = 0,7; \beta_2 = 0,3$ .

### **Показатели, характеризующие результативность НИ.**

$$k_{ef} = \gamma_1 \cdot k_{mc} + \gamma_2 \cdot k_s + \gamma_3 \cdot k_{st} + \gamma_4 \cdot k_{dss}, \quad (5.13)$$

где  $\gamma_1, \gamma_2, \gamma_3, \gamma_4$  – весовые коэффициенты показателей;  $k_{mc}$  – показатель, характеризующий модельную полноту;  $k_s$  – показатель, характеризующий выбор технологий борьбы с обводнением;  $k_{st}$  – показатель, характеризующий используемый подход к организации НИ;  $k_{dss}$  – показатель, характеризующий использование системы поддержки принятия решений (СППР).

Первым показателем, характеризующим результативность НИ, является степень модельного покрытия задач исследования:

$$k_{mc} = N_{mm}/N_t, \quad (5.14)$$

где  $N_{mm}$  – число задач НИ, поддерживаемых системой моделирования;  $N_t$  – общее число задач.

Показатель степени модельного покрытия определяется из принципа множественности моделей, описывающих один объект, и изменяется от 0 – при отсутствии модели, соответствующей тем или иным задачам, и до 1 – при полном покрытии всех задач исследования моделями.

Показатель  $k_s$ , характеризующий выбор технологий борьбы с обводнением для оценки, принимает значения: 0 – если выбор не используется, 1 – если используется предварительный отбор применимых технологий из всех доступных с учетом конструктивных и технологических особенностей ОДГ.

Показатель  $k_{st}$ , характеризующий используемый подход к организации НИ,

является количественным и может принимать значения: 0 – если используется подход без средств автоматизации процессов НИ, 0,5 – если используется автоматизированный подход при организации процессов НИ, 1 – если используется интегрированный подход при организации НИ (информационно-программные системы взаимосвязаны друг с другом).

Показатель  $k_{dss}$ , характеризующий использование СППР, является количественным и может принимать значения: 0 – если СППР не используется, 1 – если используется СППР.

Экспертно определены значения весовых коэффициентов для расчета показателя (5.13) следующим образом:  $\gamma_1 = 0,3$ ;  $\gamma_2 = 0,2$ ;  $\gamma_3 = 0,3$ ;  $\gamma_4 = 0,2$ .

Значения весовых коэффициентов сведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Значения весовых коэффициентов

Обозначение коэффициента	Значение	Примечание
$\lambda_1$	0,3	Время проведения
$\lambda_2$	0,3	Ресурсоотдача
$\lambda_3$	0,4	Результативность
$\alpha_1$	0,3	Планирование эксперимента
$\alpha_2$	0,4	Оперативность
$\alpha_3$	0,3	Доступность
$\beta_1$	0,7	Производительность труда
$\beta_2$	0,3	Рентабельность
$\gamma_1$	0,3	Модельная полнота
$\gamma_2$	0,2	Предварительный выбор технологий борьбы с обводнением
$\gamma_3$	0,3	Используемый подход к организации НИ
$\gamma_4$	0,2	Использование системы поддержки принятия решений

Обзор источников позволил выявить, что альтернативные АСНИ в газодобывающей отрасли отсутствуют.

Поэтому под известными автоматизированными системами обобщена оценка эффективности НИ при решении задачи обеспечения ЖОДГ на базе существующего специализированного программного обеспечения для моделирования объекта добычи углеводородного сырья:

– PIPESIM (компания Schlumberger) [195, 283];

- PROSPER (Petroleum Experts) [280];
- ТНавигатор (ИРМ) [92], модуль «Дизайнер скважин» является частью интегрированного геолого-технологического симулятора, предназначен для моделирования скважин с учетом конструкции и траектории, свойств флюида и характеристик притока углеводородов из продуктивного пласта;
- программный комплекс Автотехнолог (ООО «ЦОНИК им. И.М. Губкина») [3].

Рассмотренное выше коммерческое информационно-программное обеспечение (с закрытым программным кодом) предназначено для подбора оборудования механизированной добычи из нефтяных скважин по однорядному лифту (по насосно-компрессорным трубам или межтрубному пространству) и не позволяет моделировать технологии борьбы с обводнением и исследовать живучесть объектов добычи газа газоконденсатного месторождения.

Также отсутствует возможность интеграции данных продуктов в существующую на предприятии информационно-программную инфраструктуру, их модификации и самостоятельной разработки дополнительного функционала.

Таким образом, эффективность НИ ЖОДГ оценивается для двух вариантов: с использованием существующего специализированного ПО для моделирования объекта добычи углеводородного сырья; с использованием разработанной АСНИ (рисунок 2.3).

Разработанная структура методики оценки эффективности НИ ЖОДГ представлена на рисунке 5.8 [42, 58].

Таким образом, предложен критерий оценки эффективности НИ ОДГ, который может быть использован для сравнительной оценки влияния на них различных автоматизированных систем и информационных технологий.





Рисунок 5.8 – Структура методики оценки эффективности НИ ЖОДГ

Предложенный способ имеет свои недостатки, связанные с субъективностью многих оценок качественных показателей.

### 5.3 Экспериментальные исследования АСНИ живучести объектов добычи газа

Проблемой оценки эффективности АСНИ ЖОДГ является техническая сложность и высокая ресурсозатратность проведения натурного эксперимента. Поэтому разработка методики экспериментальных исследований АСНИ ЖОДГ становится актуальной научной задачей.

Основным методом оценки эффективности АСНИ ЖОДГ в условиях обводнения принят метод имитационно-аналитического моделирования для проведения виртуального эксперимента. Сущность метода заключается в построении имита-

ционно-аналитической модели (ИАМ) исследования, выбор критерия эффективности АСНИ ЖОДГ, определение методики оценки эффективности [42, 58].

### 5.3.1 Разработка методики экспериментальных исследований

Методика проведения эксперимента состоит из следующих этапов [130]:

- выбор показателя эффективности;
- выявление факторов, находящихся в функциональной зависимости с показателем эффективности;
- определение границ изменения факторов;
- определение количества экспериментов.

Предложена схема имитационно-аналитического моделирования исследования ЖОДГ, представленная на рисунке 5.9, и состоящая из 3-х частей: информационной, имитационной и аналитической [42, 58].

Элементами информационной части являются БД РУиПМ, БД ГПИ, БД ОСОЖ и БД РМ.

Элементами имитационной части модели являются модели ОДГ, имеющей 6 вариантов: 1 – модель ОДГ в соответствии с проектными решениями (без учета обводнения, отражает потенциал скважины), 2 – модель ОДГ с учетом жидкости в продукции без СОЖ, 3 – модель ОДГ с УЭЦН, 4 – модель ОДГ с УВШН, 5 – модель ОДГ с плунжер-лифтом, 6 – модель ОДГ с КЛК с использованием разработанной АСНИ (рисунок 2.3).

Элементом аналитической части модели является модуль расчета критерия живучести ОДГ в условиях обводнения (3.89).

В модуле расчета параметров ОДГ с СОЖ вычисляются: коэффициенты притока газа ( $C$ ,  $n$ ) и жидкости ( $A$ ,  $B$ ); динамический уровень жидкости ( $H_{дин}$ ), плотность газа в рабочих условиях ( $\rho_{г.ру}$ ), коэффициент гидравлического сопротивления труб ( $\lambda$ ), с учетом информация о конструкции и оборудовании скважины ( $K_{скв}$ ), полученной из базы данных (БД ГПИ), и значений пластового давления и температуры ( $P_{пл}$ ,  $T_{пл}$ ), температур продукции на забое ( $T_{заб}$ ), устье скважины ( $T_y$  – линейная температура,  $T_{зат}$  – температура в затрубном пространстве), давлений на забое

скважины  $P_{заб}$ , дебиты газа ( $Q_{г}$ ) и жидкости ( $Q_{ж}$ ), плотности газа ( $\rho_{г}$ ) и жидкости ( $\rho_{ж}$ ) при стандартных условиях, считываемых из БД ГПИ, параметров СОЖ из БД ОСОЖ.

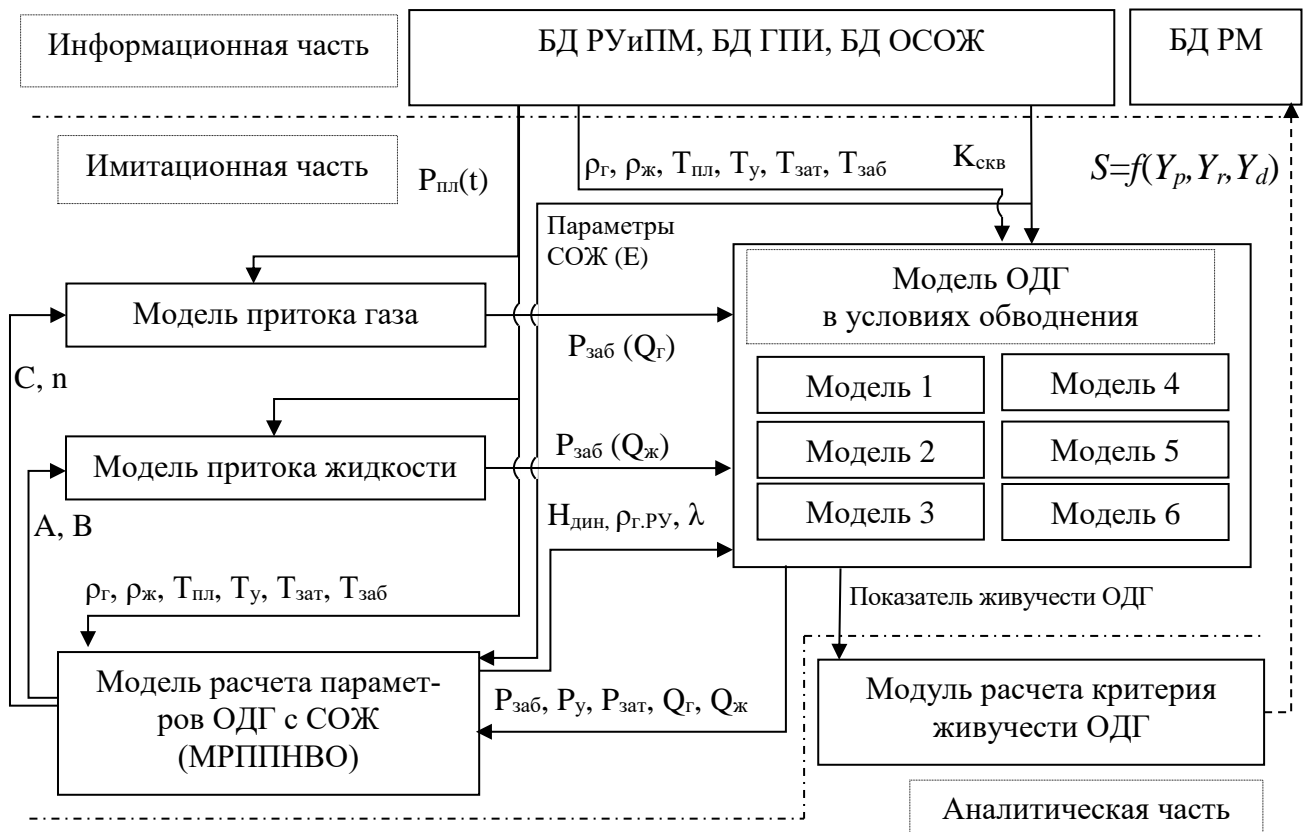


Рисунок 5.9 – Схема имитационно-аналитического моделирования для оценки ЖОДГ с АСНИ

В модуле расчета ЖОДГ определяются численные значения коэффициента живучести по моделям 1-6.

Таким образом, разработана схема имитационно-аналитического моделирования, обеспечивающая расчет показателей живучести ОДГ в АСНИ.

### 5.3.2 Планирование эксперимента

Исследование ЖОДГ проводится на основе ИМА, разработанной в п. 5.3.1, с использованием АСНИ [43, 58].

Приняты следующие ограничения при проведении эксперимента:

– перед началом эксперимента задаются состав продукции, конструкция и оборудование скважины, коэффициенты уравнений притока газа и пластовой воды, текущие значения дренируемых запасов газа ОДГ  $Q_{зан}$  (Б.19), пластового давления в газовой залежи  $P_{пл}$ , пластового давления в водонапорном бассейне  $P_{пл в.}$ , температур устьевой и пластовой, параметров СОЖ;

– изменение пластового давления в газовом пласте в районе ОДГ определяется по зависимости, полученной с учетом уравнения материального баланса (Б.19);

– расчеты технологических показателей (в первую очередь накопленных добычи газа и воды, длительности работы ОДГ) выполняются по вариантам 1-6 до достижения значения пластового давления, при котором данный вариант ОДГ перестает работать (дебит газа становится меньше рентабельного или критического дебита), или до достижения минимального значения пластового давления (для учета потерь давления, связанных с системой промыслового транспорта и предварительной подготовки принято, что минимальное значение  $P_{пл}$  задано равным 1 МПа);

– значение устьевого давления  $P_y$  принято в зависимости от пластового давления  $P_{пл}$ :

$$P_y = 2,2 \text{ МПа, если } P_{пл} > 3 \text{ МПа};$$

$$P_y = 1,2 \text{ МПа, если } 2 \text{ МПа} < P_{пл} \leq 3 \text{ МПа};$$

$$P_y = 0,8 \text{ МПа, если } P_{пл} \leq 2 \text{ МПа}.$$

Исследование ЖОДГ проводится по шести вариантам работы ОДГ, описанным в п. 5.3.1, в соответствии с целевой функцией (1.4) в виде имитационного эксперимента [43, 58, 208-209, 250] с помощью разработанной системы моделирования живучести в составе АСНИ [200].

Первый вариант (модель ОДГ в соответствии с проектными решениями) используется в качестве базового, с которым сравниваются полученные результаты по вариантам 2-6 (с учетом обводнения без использования и с использованием различных СОЖ).

Выбор наилучшего варианта ОДГ в условиях обводнения определяется по критерию ЖОДГ (3.89).

Таким образом, разработан план экспериментальных исследований АСНИ ЖОДГ, определены ограничения для основных факторов.

### 5.3.3 Обработка результатов эксперимента

Проведен эксперимент с использованием разработанной АСНИ ЖОДГ и имитационно-аналитической модели (п. 5.3.1) [58].

Результаты имитационного эксперимента при пластовом давлении в газовой залежи 12,10,8,6,4,3,2 МПа отражены в таблице 5.2.

Результаты расчета в системе моделирования АСНИ ЖОДГ при использовании УЭЦН и пластовом давлении 12 МПа представлены на рисунке 5.10.

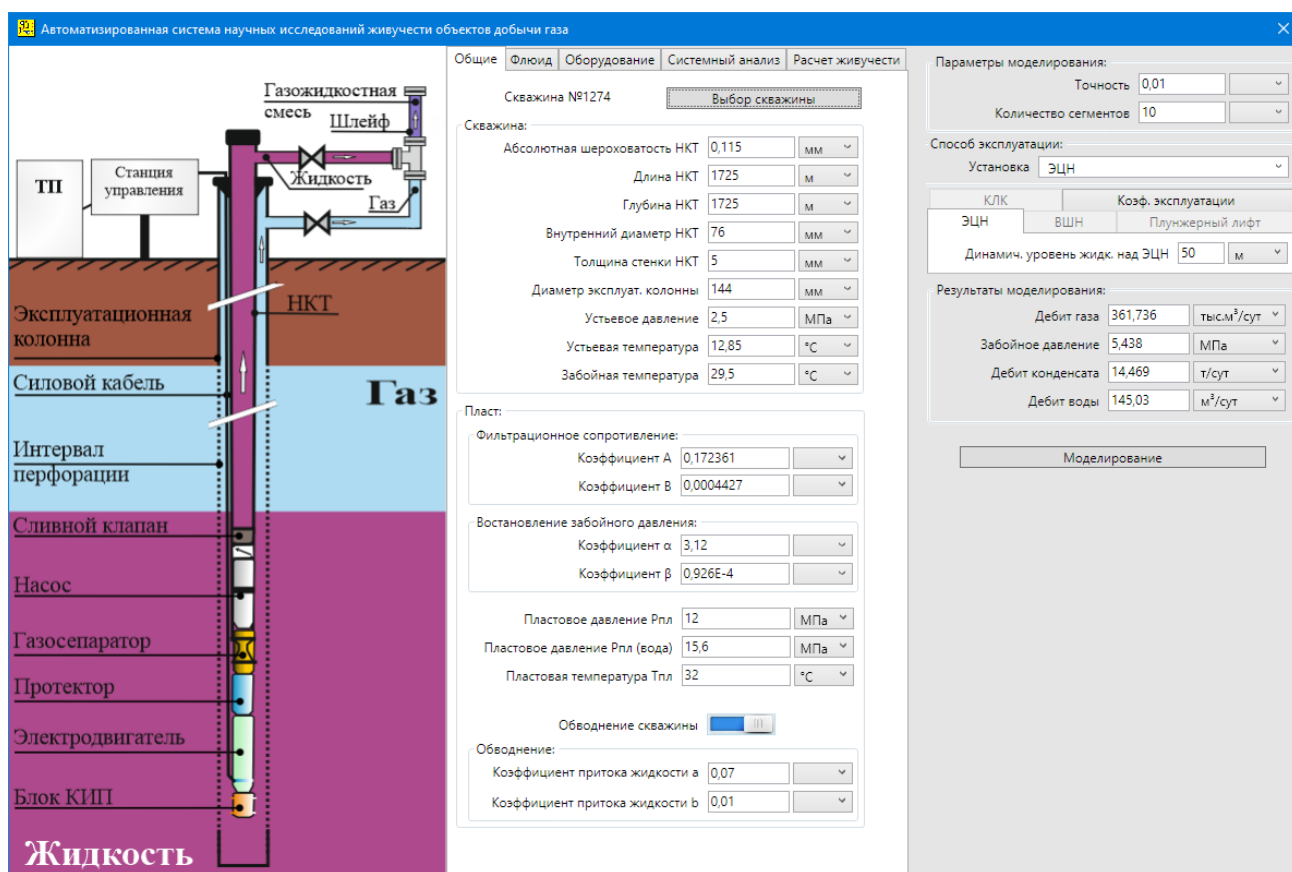


Рисунок 5.10 – Результаты расчета в системе моделирования АСНИ ЖОДГ при использовании УЭЦН и пластовом давлении 12 МПа

Выполнено имитационное моделирование ОДГ по шести вариантам (в соответствии с планом п.5.3.2), результаты представлены в таблицах 5.3-5.4 и на рисунках 5.11-5.12.

Таблица 5.2 – Результаты имитационного эксперимента

Режим	Давление			Дебит		
	пластовое	на забое	на устье	газа	конденсата	воды
	МПа			тыс. м <sup>3</sup> /сут	т/сут	м <sup>3</sup> /сут
1	12	8,4	2,5	255,0	10,2	0,0
2		8,6		247,0	9,9	99,5
3		5,4		361,7	14,5	145,0
4		5,4		361,7	14,5	145,0
5		–		–	–	–
6		8,6		60,4	2,4	29,3
1	10	6,8	2,2	203,1	8,1	0,0
2		7,1		193,1	7,7	121,5
3		4,6		282,8	11,3	157,5
4		4,6		282,8	11,3	157,5
5		7,5		80,3	3,2	50,8
6		7,1		49,5	2,0	43,5
1	8	5,3	2,2	148,9	6,0	0,0
2		5,7		135,3	5,4	141,2
3		3,9		201,6	8,1	166,5
4		3,9		201,6	8,1	166,5
5		6,2		25,7	1,0	27,0
6		–		–	–	–
1	6	3,9	2,2	95,3	3,8	0,0
2		–		–	–	–
3		3,4		122,3	4,9	173,4
4		3,4		122,3	4,9	173,4
5		–		–	–	–
6		–		–	–	–
1	4	2,8	2,2	41,4	1,7	0,0
2		–		–	–	–
3		3,2		47,8	1,9	177,4
4		3,2		47,8	1,9	177,4
5		–		–	–	–
6		–		–	–	–
1	3	1,7	1,2	32,2	1,3	0,0
2		–		–	–	–
3		2,0		36,8	1,5	193,9
4		2,0		36,8	1,5	193,9
5		–		–	–	–
6		–		–	–	–
1	2	1,1	0,8	16,1	0,6	0,0
2		–		–	–	–
3		1,5		17,3	0,7	201,1
4		1,5		17,3	0,7	201,1
5		–		–	–	–
6		–		–	–	–

Таблица 5.3 – Результаты имитационного эксперимента и оценки коэффициента живучести ОДГ по различным вариантам

Вариант	Начальное пластовое давление, МПа	Конечное пластовое давление, МПа	Изменение пластового давления $\Delta P_{пл}$ , МПа	Накоплен- ная добыча газа $Q_{гн}$ , млн м <sup>3</sup>	Накоплен- ная добыча воды $Q_{жн}$ , тыс. м <sup>3</sup>	Ресурсо- затраты $R$ , млн у.е.	Длитель- ность экс- плуатации $Y_d$ , лет	Средний де- бит газа $Q_{ср} = Q_{гн} / Y_d$ , тыс. м <sup>3</sup>	Ресурсоем- кость $Y_r = R / Q_{гн}$
1	10,0	1,0	9,0	183	0	20,35	18,6	27	0,1114
2	10,0	6,0	4,0	87	98	3,36	1,9	124	0,0388
3	10,0	1,0	9,0	183	1194	56,39	17,2	29	0,3087
4	10,0	1,0	9,0	183	1194	60,15	17,2	29	0,3292
5	10,0	6,3	3,7	79	95	33,53	13,9	16	0,4230
6	10,0	6,0	4,0	87	98	4,20	1,9	124	0,0485

Таблица 5.4 – Результаты имитационного эксперимента и оценки живучести

Вариант	$\Delta P_{пл} / \Delta P_{плпр}$	$\bar{Y}_d$	Результативность $Y_p = Q_{гн} / Q_{гнпр}$	$\bar{Y}_r$	$S$	$S$ от $S_{нр}$ , %	Коэффициент экономической эффективности ( $C_s - R$ ) / ( $C_{s1} - R_1$ ) (относительно варианта 1)	Коэффициент экономической эффективности ( $C_s - R$ ) / ( $C_{s2} - R_2$ ) (относительно варианта 2)	Эффект ( $C_s - R$ ) – ( $C_{s2} - R_2$ ) относительно варианта 2, млн у.е.
1	1,00	1,00	1,00	1,00	1,000	100%	–	–	–
2	0,44	0,10	0,44	0,35	0,062	6,2%	0,49	–	–
3	1,00	0,92	1,00	2,77	0,333	33,3%	0,91	1,86	168
4	1,00	0,92	1,00	2,96	0,313	31,3%	0,90	1,84	164
5	0,41	0,75	0,41	3,80	0,035	3,5%	0,37	0,76	-47
6	0,44	0,10	0,44	0,44	0,050	5,0%	0,49	1,00	-1

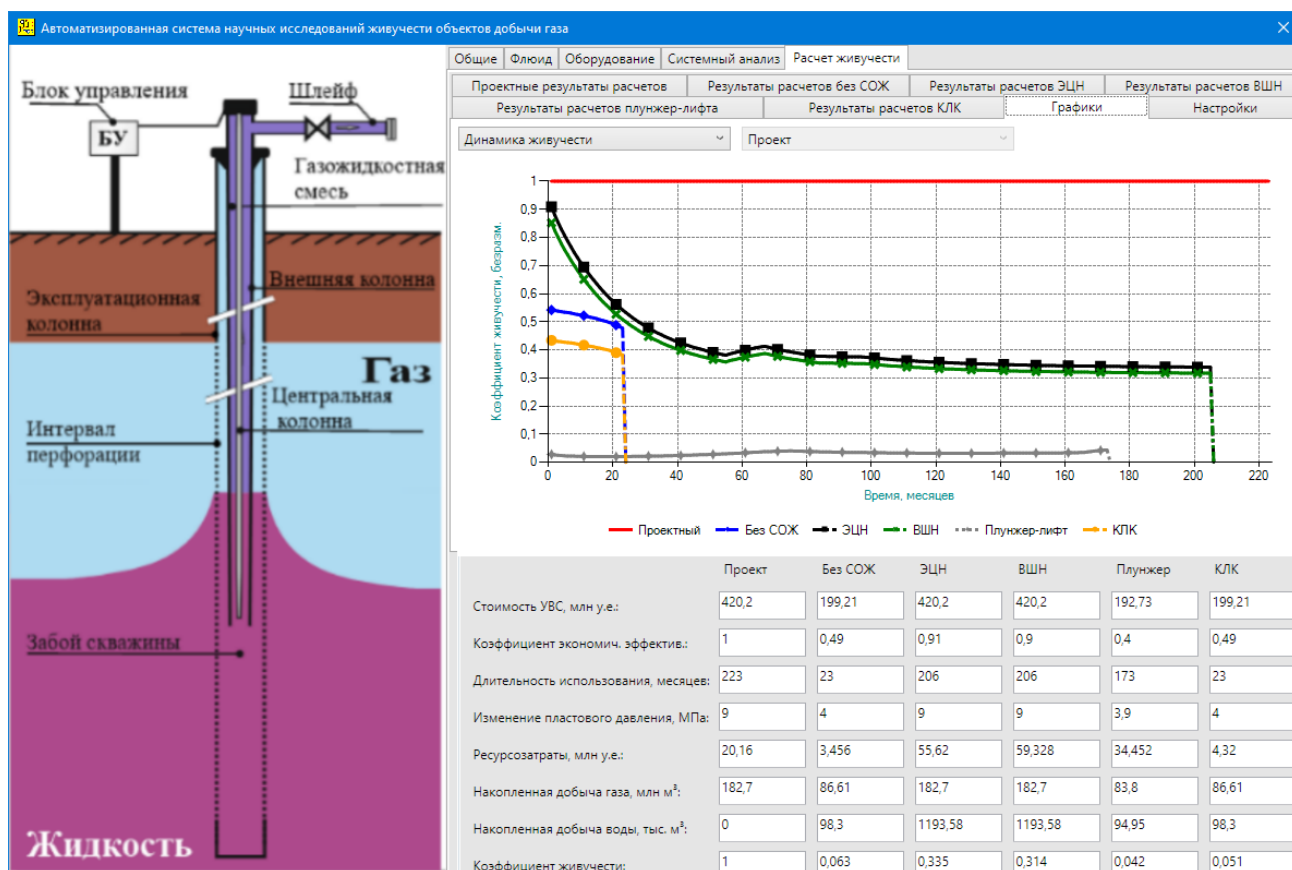


Рисунок 5.11 – Результаты моделирования в АСНИ ЖОДГ

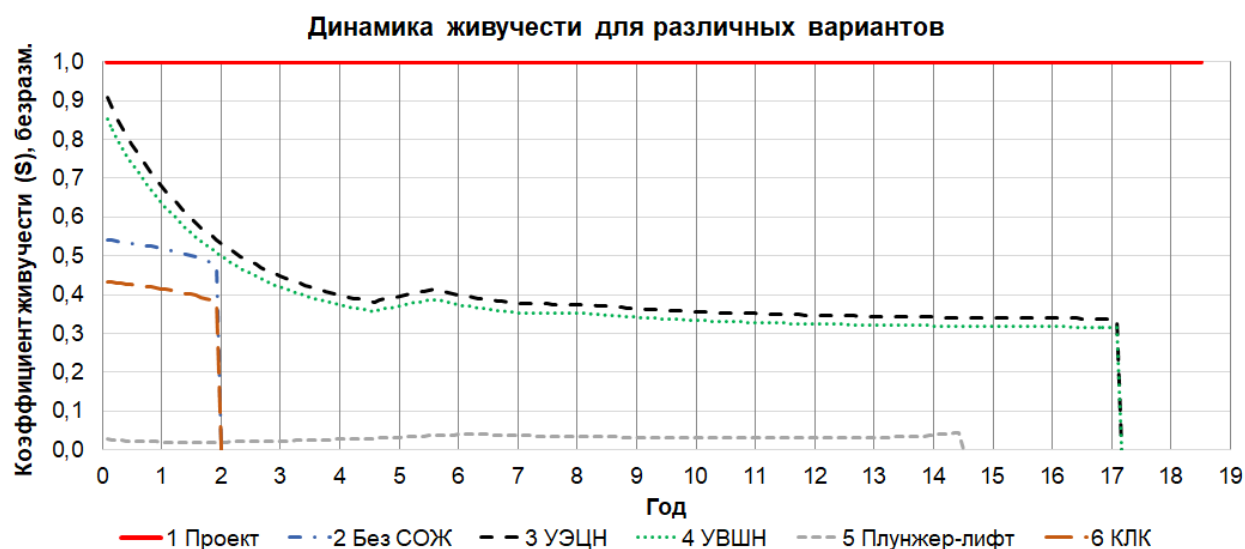


Рисунок 5.12 – Результаты оценки ЖОДГ по различным вариантам в АСНИ

В процессе эксперимента для каждого варианта ОДГ определены следующие значения показателей: изменение пластового давления  $\Delta P_{пл}$ , накопленная добыча газа



$Q_{гн}$ , накопленная добыча воды  $Q_{жн}$ , ресурсозатраты  $R$ , длительность эксплуатации  $Yd$ , рентабельный дебит газа  $Q_{гпр}$ , ресурсоемкость  $Yr$  и коэффициент живучести  $S$ .

В соответствии с динамикой показателей ОДГ по варианту 3 (рисунок 5.13), выполнен подбор возможных компоновок СОЖ ОДГ с УЭЦН, характеристики которых обеспечат добычу всей пластовой жидкости, результаты представлены на рисунке 5.14. Наиболее подходящими являются ЭЦН 5А-200 и ЭЦН 5-200.

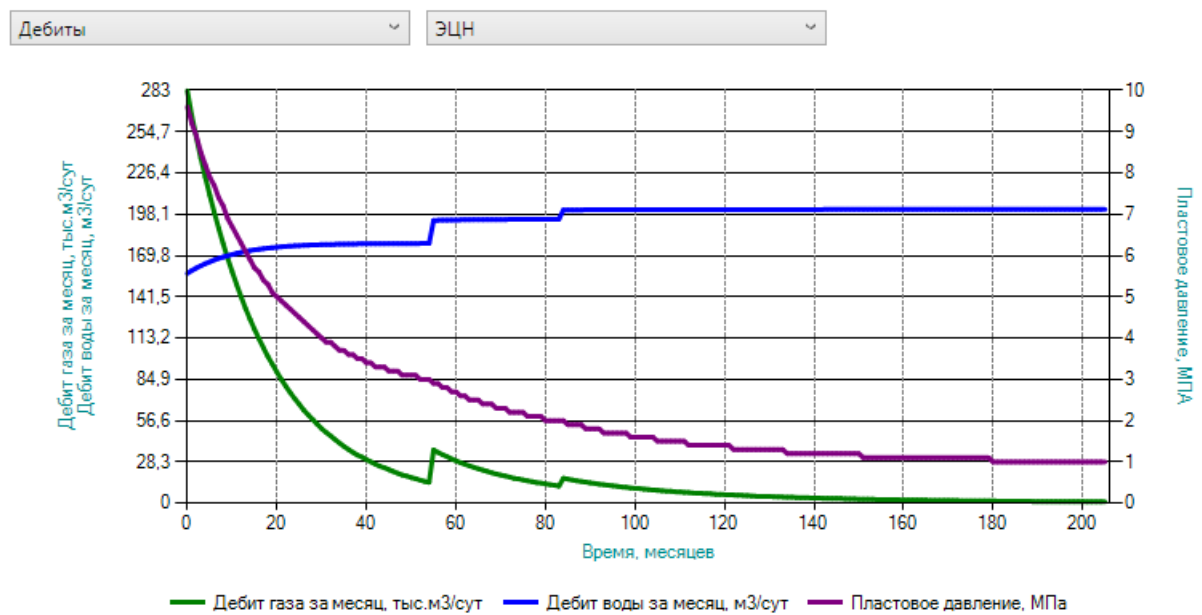


Рисунок 5.13 – Результаты моделирования в системе моделирования АСНИ, динамика показателей ОДГ по варианту 3 (с УЭЦН)

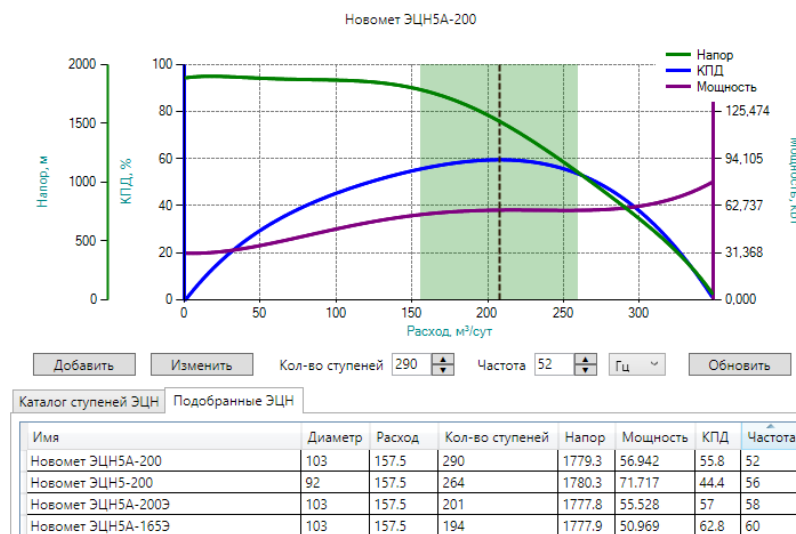


Рисунок 5.14 – Результаты моделирования в системе моделирования АСНИ, подобранные УЭЦН в соответствии с показателями ОДГ по варианту 3

Анализ результатов эксперимента (таблица 5.4) показывает, что без использования СОЖ (2-ой вариант) коэффициент живучести равен 6,3 % по сравнению с базовым вариантом 1. В расчетах при использовании СОЖ по 3-ему варианту (модель ОДГ с УЭЦН) – 33,5 %, по 4-ому варианту (модель ОДГ с УВШН) – 31,4 %, по 5-ому варианту (модель ОДГ с плунжер-лифтом) – 3,7 %, по 6-ому варианту (модель ОДГ с КЛК) – 5,1 %.

При этом проведена упрощенная экономическая оценка эффективности вариантов работы ОДГ – рассчитан коэффициент экономической эффективности  $(Cs - R)/(Cs_0 - R_0)$  (как отношение разницы стоимости добытого углеводородного сырья (УВС)  $Cs$  и ресурсозатрат  $R$  по варианту ОДГ к разнице стоимости добытого УВС  $Cs_0$  и ресурсозатрат  $R_0$  по базовому варианту). Если в качестве базового варианта ОДГ использовать вариант 1 (данный способ расчета используется в АСНИ), то для варианта 2 значение коэффициента экономической эффективности равно 0,49; 3 – 0,91; 4 – 0,90; 5 – 0,37, 6 – 0,49. Таким образом, вариант 3 наиболее близок к варианту 1. Если в качестве базового варианта использовать ОДГ по варианту 2, то коэффициент экономической эффективности для варианта ОДГ 3 равен 1,86 (дополнительный эффект 168 млн у.е.), 4 – 1,84 (164 млн у.е.), 5 – 0,76 (-47 млн у.е.), 6 – 1,00 (-1 млн у.е.).

Таким образом, СОЖ в 3-ем варианте (при использовании управляемой откачки пластовой жидкости УЭЦН) позволит обеспечить живучесть ОДГ и соответствует лучшему варианту по критерию (3.89) при заданных характеристиках ОДГ в условиях обводнения, а в сравнении с вариантом ОДГ без использования СОЖ коэффициент экономической эффективности равен 1,86 (дополнительный эффект 168 млн у.е.).

В то же время внедрение СОЖ управляемой насосной откачки пластовой жидкости с УЭЦН (или других СОЖ) требует дополнительных материальных затрат, что в современных условиях дефицита средств должно сопровождаться детальным комплексным технико-экономическим анализом предложенных решений.

Таким образом, проведена оценка результатов экспериментальных исследований АСНИ ЖОДГ на основе разработанной имитационно-аналитической модели. По результатам эксперимента наилучшим вариантом СОЖ при заданных характеристиках ОДГ в условиях обводнения оказался вариант с использованием управляемой откачки пластовой жидкости (УЭЦН). Разработанная АСНИ может использоваться как инструмент, автоматизирующий информационные процессы научных исследований ОДГ по выбору СОЖ.

#### 5.3.4 Рекомендации по обеспечению живучести объектов добычи газа на Оренбургском месторождении

Для обеспечения ЖОДГ ОНГКМ предлагается использовать различные СОЖ, которые подбираются в зависимости от текущих условий ОДГ с помощью разработанной АСНИ.

Для проведения исследования первоначально задаются состав продукции, конструкция и оборудование скважины, определяются коэффициенты уравнений притока газа и пластовой воды, фиксируются текущие значения дренируемых запасов газа ОДГ  $Q_{гор}$  (с учетом динамики пластового давления и добытого объема газа по истории разработки), текущих значений пластового давления в газовой залежи  $P_{пл}$ , пластового давления в водонапорном бассейне  $P_{пл в.}$ , температур устьевой и пластовой, параметров СОЖ.

Изменение пластового давления в газовом пласте в районе ОДГ предлагается определять по зависимости (Б.19). Минимальное значение пластового давления определяется с учетом давления забрасывания, связанного с ограничениями системы сбора, предварительной подготовки и компримирования по зонам УКПГ ОНГКМ.

Расчеты технологических показателей ОДГ выполняются по вариантам (без учета обводнения, с обводнением без использования и с использованием различных компоновок СОЖ) до достижения значения пластового давления, при котором данный вариант ОДГ перестает работать (дебит газа становится меньше рен-

табельного или критического дебита), или до достижения минимального значения пластового давления.

Динамика значения устьевого давления ОДГ при расчетах задается с учетом потерь давления в промысловом шлейфе и ограничений, накладываемых системой сбора продукции скважин на УКПГ, и определяется входным давлением на БВН и устьевыми давлениями скважин, если они подключены к УКПГ в один шлейф с моделируемым ОДГ.

Также необходимо учитывать техническое состояние, надежность и технические особенности и ограничения конструкции скважин (например, внутренний диаметр эксплуатационной колонны, длина и траектория ствола) перед подбором СОЖ.

Дополнительно необходимо проводить технико-экономическую оценку возможности утилизации добываемых объемов пластовой воды системой предварительной подготовки продукции на УКПГ. При этом необходимо учесть, что из добытой пластовой воды также дополнительно возможно извлечь ценные компоненты (например, металлы).

Проведение исследований в АСНИ ЖОДГ ОНГКМ поможет:

- поддерживать дебит газа больше критического и рентабельного дебита;
- рационально использовать пластовую энергию, минимизировать применение внешней энергии на добычу пластовой жидкости за счет подбора СОЖ;
- обеспечить уровень добычи газа и конденсата близкий к проектному уровню добычи, что позволит достичь заданных значений коэффициентов извлечений газа и конденсата ОНГКМ;
- снизить простои ОДГ и обеспечить его эксплуатацию в регламентные сроки.

Таким образом, предложены рекомендации по обеспечению ЖОДГ ОНГКМ с использованием СОЖ на основе исследований в АСНИ.

## 5.4 Оценка эффективности научных исследований живучести объектов добычи газа с использованием АСНИ

### 5.4.1 Оценка эффективности научных исследований живучести объектов добычи газа

Проведем последовательно сравнительную оценку эффективности НИ при решении задачи ЖОДГ с использованием АСНИ и известных автоматизированных систем по предложенному критерию (5.1) на базе результатов таблицы 5.1 [50].

Определены значения частных показателей эффективности процессов НИ ОДГ с использованием зависимостей (5.2-5.14).

#### 1. Время проведения НИ.

Определен показатель снижения числа опытов вычислительного эксперимента  $k_{de}$  при использовании методов планирования экспериментов по формуле (5.7):

$$F = N/N_{de} = 121/72 = 6.$$

Для найденного значения  $F$  по графику, приведенному на рисунке, определено значение показателя, характеризующего временный эффект от применения методов планирования эксперимента:

– при использовании известных систем (далее для всех показателей, характеризующих известные системы, используется индекс «0»):  $k_{de}^0 = 0,2$ ;

– для АСНИ ЖОДГ (далее для всех показателей, характеризующих АСНИ ЖОДГ используется индекс «А»):  $k_{de}^A = 0,6$ .

Оперативность обработки информации за счет использования в АСНИ ЖОДГ современного аппаратного и информационно-программного обеспечения, организации эффективного доступа к информационным ресурсам оценивается экспертно с учетом (5.9) в интервале от 0 до 1:  $k_o^0 = 0,2; k_o^A = 0,7$ .

Доступность информации определена на базе опыта использования АСНИ ЖОДГ при решении задач оценки ЖОДГ и оценки эргономичности пользовательского интерфейса в следующем виде:  $k_a^0 = 0,3; k_a^A = 0,7$ .

В результате оценки по формуле (5.6) показатель, характеризующий время проведения НИ, принимает следующие значения:

– при использовании известных автоматизированных систем:

$$k_t^0 = 0,3 \cdot 0,2 + 0,4 \cdot 0,2 + 0,3 \cdot 0,3 = 0,23;$$

– при использовании АСНИ ЖОДГ:

$$k_t^A = 0,3 \cdot 0,6 + 0,4 \cdot 0,7 + 0,3 \cdot 0,7 = 0,67.$$

## 2. Ресурсоотдача НИ.

За счет использования АСНИ часть процессов НИ, связанных с операциями обработки информации, автоматизируется, что приводит к повышению производительности труда исследователя (он выполняет большее число операций за единицу рабочего времени). Автоматизированы процессы исследования ЖОДГ за счет разработки нового информационно-программного обеспечения, которое отсутствует в существующих автоматизированных системах.

Производительность труда НИ ОДГ определим по формуле (5.11):

– при использовании известных автоматизированных систем:

$$k_{lp}^0 = 8/24 = 0,3;$$

– при использовании АСНИ ЖОДГ:

$$k_{lp}^A = 17/24 = 0,7.$$

Коэффициент возврата инвестиций в НИ определен на основе опыта использования АСНИ ЖОДГ по формуле (5.12), найдена рентабельность НИ:  $k_p^0 = 0,3$ ;  $k_p^A = 0,6$ .

В результате оценки по формуле (5.10) показатель, характеризующий ресурсоотдачу НИ, принимает следующие значения:

– при использовании известных автоматизированных систем:

$$k_{rc}^0 = 0,7 \cdot 0,3 + 0,3 \cdot 0,3 = 0,30;$$

– при использовании АСНИ ЖОДГ:

$$k_{rc}^A = 0,7 \cdot 0,7 + 0,3 \cdot 0,6 = 0,67.$$

## 3. Результативность НИ.

Степень модельного покрытия оцениваем по формуле (5.14):

– при использовании известных автоматизированных систем:

$$k_{mc}^0 = 12/20 = 0,6;$$

– при использовании АСНИ ЖОДГ:

$$k_{mc}^A = 16/20 = 0,8.$$

Показатель, характеризующий выбор технологий борьбы с обводнением, оценим:

– при использовании известных автоматизированных систем:

$$k_s^0 = 0;$$

– при использовании АСНИ ЖОДГ, позволяющей осуществлять предварительный отбор применимых технологий из всех доступных с учетом конструктивных и технологических особенностей ОДГ:

$$k_s^A = 1.$$

Показатель, характеризующий используемый подход к организации НИ, определен следующим образом:

– для известных автоматизированных систем, использующих автоматизированный подход при организации процессов НИ:

$$k_{st}^0 = 0,5;$$

– для АСНИ ЖОДГ, использующей интегрированный подход при организации НИ:

$$k_{st}^A = 1.$$

Так как в известных автоматизированных системах НИ СППР не используется, то показатель, характеризующий использование СППР,  $k_{dss}^0 = 0$ ; для АСНИ ЖОДГ, использующей СППР,  $k_{dss}^A = 1$ .

В результате оценки по формуле (5.13) показатель, характеризующий результативность НИ, принимает следующие значения:

– при использовании известных автоматизированных систем:

$$K_{ef}^0 = 0,3 \cdot 0,6 + 0,2 \cdot 0 + 0,3 \cdot 0,5 + 0,2 \cdot 0 = 0,33;$$

– при использовании АСНИ ЖОДГ:

$$K_{ef}^A = 0,3 \cdot 0,8 + 0,2 \cdot 1 + 0,3 \cdot 1,0 + 0,2 \cdot 1,0 = 0,94.$$

Значения показателей, характеризующих составные части эффективности при решении задач НИ ОДГ, сведены в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Значения показателей эффективности по вариантам с АСНИ ЖОДГ и с использованием известных автоматизированных систем

Обозначение	Значение	Примечание
$k_t^0$	0,23	Время проведения НИ
$k_t^A$	0,67	
$k_{rc}^0$	0,30	Ресурсоотдача НИ
$k_{rc}^A$	0,67	
$k_{ef}^0$	0,33	Результативность НИ
$k_{ef}^A$	0,94	

Коэффициенты эффективности НИ рассчитываются по зависимости (5.2) с учетом значений весовых коэффициентов (таблица 5.1) и показателей (таблица 5.5):

$$K_{esr}^0 = 0,3 \cdot 0,23 + 0,3 \cdot 0,30 + 0,4 \cdot 0,33 = 0,29;$$

$$K_{esr}^A = 0,3 \cdot 0,67 + 0,3 \cdot 0,67 + 0,4 \cdot 0,94 = 0,78.$$

Таким образом, использование АСНИ живучести объектов добычи газа при решении задачи научных исследований живучести повышает эффективность таких исследований более чем в 2 раза за счет увеличения их результативности и ресурсоотдачи, а также снижения времени проведения исследований.

#### 5.4.2. Оценка управленческого эффекта от использования АСНИ

Согласно методическим рекомендациям [190] разработка АСНИ живучести объектов добычи газа относится к научным проектам с управленческим эффектом (далее – НТР-У), так как в результате работы применены новые технические средства в управлении (средства обработки и хранения информации); внедрены новые компьютерные программы и система поддержки управленческих решений; внесены изменения в информационные технологии, структуру и содержание информации; введены новые показатели; внесены изменения в структуру и содержание баз данных. Проведена оценка эффективности АСНИ [190]. Результаты оценки представлены в таблице 5.6.



Таблица 5.6 – Результаты оценки управленческого эффекта от АСНИ

Показатель	Значение
Оценка изменений в объекте управления	0,0196
Оценка усилий в субъекте управления	0,2292
Показатель качества НТР-У	16,4
Коэффициент результативности НТР-У	1,3994

Полученные результаты свидетельствует о положительном управленческом эффекте при использовании АСНИ ЖОДГ, при этом отмечается: повышение эффективности НИ и принимаемых решений; повышение коэффициента эксплуатации и живучести ОДГ за счет выбора технологии борьбы с обводнением; улучшение имиджа эксплуатирующей организации за счет повышения коэффициента извлечения углеводородов и применения в производственной деятельности современных цифровых технологий.

### **5.5 Направления дальнейших исследований живучести объектов добычи газа**

В качестве дальнейших исследований предлагаются следующие направления развития АСНИ живучести объектов добычи газа:

1) в теоретической области:

- Разработка методики оценки живучести объектов добычи газа в условиях обводнения с учетом потерь на транспортировку продукции по промысловым шлейфам и дальнейшую ее подготовку.
- Разработка интеллектуальных методов подбора СОЖ.
- Разработка методики оценки влияния использования СОЖ объекта добычи газа в условиях обводнения на продуктивность соседних скважин.
- Решение оптимизационной задачи при выборе компоновки СОЖ.
- Исследования влияния прочих неблагоприятных воздействия на объекты добычи газа и выбор средств обеспечения живучести.

2) в практической области:

- Использование полученных результатов при создании «цифрового двой-

ника» ОНГКМ.

– Разработка методики и алгоритмов, информационного и программного обеспечения АСНИ добычи газа из горизонтальных скважины, с учетом влияния на соседние скважины.

– Оценка влияния добытой пластовой воды на систему предварительной подготовки углеводородного сырья и ее утилизации.

Полученный опыт применения АСНИ живучести объектов добычи газа на Основной залежи ОНГКМ может быть использован на других газовых и газоконденсатных месторождениях, на которые обводнение оказывает негативное воздействие.

Таким образом, определены направления дальнейшей работы в области совершенствования математического, информационного и программного обеспечения АСНИ живучести объектов добычи газа в условиях обводнения.

## **5.6 Выводы по пятому разделу**

1. Предложены технические решения по компоновке газовой скважины с ИИС управляемой насосной откачки пластовой жидкости с УЭЦН, включающей в себя измерительные устройства на УКПГ, устье и забое скважины для получения информации о параметрах объекта добычи газа с УЭЦН.

2. Определены основные особенности НИ ЖОДГ. Показана нечеткая природа характеристик эффективности НИ ЖОДГ. Обоснован выбор метода оценки эффективности на основе теории нечетких множеств.

3. Определены обобщенные показатели эффективности НИ ЖОДГ: время проведения, ресурсоотдача и результативность. На основе интегрального показателя предложен критерий оценки эффективности НИ ЖОДГ.

4. В результате проведенного анализа существующих методов оценки эффективности АСНИ разработана методика оценки эффективности научных исследований живучести объектов добычи газа.

5. Разработана структура имитационно-аналитической модели, обеспечива-

ющая расчет показателей живучести ОДГ. Разработан план экспериментальных исследований АСНИ ЖОДГ, определены ограничения для факторов. Проведена оценка результатов экспериментальных исследований системы моделирования АСНИ ЖОДГ на основе разработанной имитационно-аналитической модели.

6. По результатам эксперимента наилучшим вариантом СОЖ при заданных характеристиках ОДГ в условиях обводнения оказался вариант с использованием управляемой откачки пластовой жидкости (УЭЦН). Разработанная АСНИ может использоваться как инструмент, автоматизирующий информационные процессы научных исследований по выбору СОЖ.

7. Предложены рекомендации по обеспечению ЖОДГ ОНГКМ с использованием СОЖ на основе исследований в АСНИ.

8. Проведена сравнительная оценка эффективности НИ ЖОДГ с использованием АСНИ и на базе известных автоматизированных систем. Результаты оценки свидетельствуют об эффективности разработанной АСНИ, так как коэффициент эффективности НИ при использовании АСНИ увеличивается более чем в 2 раза с  $K_{esr}^0 = 0,29$  до  $K_{esr}^A = 0,78$  за счет снижения времени проведения НИ, повышения ресурсоотдачи НИ и повышение результативность НИ.

9. Проведена оценка управленческого эффекта при использовании разработанной АСНИ живучести объектов добычи газа, свидетельствующая о положительном управленческом эффекте от использования разработанной системы.

10. Определены направления дальнейшей работы в области совершенствования АСНИ живучести объектов добычи газа в условиях обводнения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты и выводы исследования представлены следующими положениями:

1. Системный анализ научных исследований живучести объектов добычи газа газоконденсатных месторождений в условиях обводнения как объекта исследований позволил выявить потенциальную возможность добычи газа из обводненных скважин и отсутствие единой методологии научных исследований живучести объектов добычи газа для определения рационального пути использования пластовой энергии совместно с технологиями борьбы с обводнением – средствами обеспечения живучести.

2. Методология научных исследований живучести объектов добычи газа, основой которой является предложенная автоматизированная система, способствующая принятию решений по повышению живучести за счет применения различных технологий борьбы с обводнением и базирующаяся на системе прогностического моделирования технологических процессов добычи продукции.

3. Предложенный комплекс моделей живучести объектов добычи газа, включающий прогностические модели технологических процессов добычи продукции из обводненных газовых скважин с помощью средств обеспечения живучести, позволяет оценивать показатели живучести объектов добычи газа.

4. Разработанные методики и алгоритмы позволяют реализовать комплекс моделей живучести объектов добычи газа в системе прогностического моделирования технологических процессов добычи углеводородного сырья в условиях обводнения, составляют математическое обеспечение АСНИ.

5. Разработанное информационное и программное обеспечение АСНИ позволяет заменить дорогостоящие натурные испытания моделированием реальных процессов и определить варианты обеспечения живучести объектов добычи газа в условиях обводнения скважин за счет использования средств обеспечения живучести.

6. Проведенные экспериментальные исследования показали, что использование АСНИ живучести объектов добычи газа при решении задачи научных исследований живучести повышает эффективность таких исследований более чем в 2 раза за счет увеличения их результативности и ресурсоотдачи, а также снижения времени проведения исследований. Результаты имитационного эксперимента с помощью системы моделирования АСНИ живучести объектов добычи газа на основе разработанной имитационно-аналитической модели показали, что лучшим вариантом средства обеспечения живучести при заданных характеристиках объекта добычи газа в условиях обводнения оказался вариант с использованием установки электроцентробежного насоса (коэффициент живучести равен 0,33, коэффициент экономической эффективности равен 1,86, дополнительный эффект около 168 млн условных единиц). Разработанная АСНИ может использоваться как инструмент, автоматизирующий информационные процессы научных исследований объектов добычи газа по выбору технологий борьбы с обводнением.

Данное диссертационное исследование следует рассматривать в качестве очередного шага на пути решения проблемы обводнения объектов добычи газа за счет подбора технологий извлечения пластовой жидкости с использованием АСНИ. Несомненно, данное направления будет предметом исследования в областях автоматизации и управления технологическими процессами добычи продукции газоконденсатных месторождений в условиях обводнения.

Основные теоретические положения и практические результаты диссертации внедрены в виде методик и алгоритмов обработки информации, информационного и программного обеспечения АСНИ живучести объектов добычи газа в Министерстве промышленности и энергетики Оренбургской области, ООО «Газпром добыча Оренбург», ООО «Газпром добыча Надым», ООО «ВолгоУралНИПИгаз», ООО «Парма-Телеком», ООО «Комита Цифровые технологии»; в образовательном процессе Оренбургского государственного университета (например, по программам бакалавриата и магистратуры по направлениям: «Программная инженерия» и «Информатика и вычислительная техника»).

Основные результаты работы обсуждались и получили одобрение на между-

народных и всероссийских научно-практических конференциях (2010-2024 гг.), региональном молодежном инновационном конвенте (2012 г.), научной школе-семинаре молодых ученых и специалистов (2012 г.) и отражены в 51 публикации.

По результатам исследований в соавторстве получены документы защиты интеллектуальной собственности:

- патент на изобретение № 2571321 РФ, МПК E21B 47/047, G01F 23/14 «Способ определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины» [177];

- свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2013617790 «Программная система моделирования технологических процессов добычи и сбора продукции из обводненных газовых скважин» [198];

- свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016663248 «Программная система моделирования добычи газа с насосной откачкой пластовой жидкости из обводненных газовых скважин» [199];

- свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019619658 «Автоматизированная система комплексных исследований живучести газовых скважин в условиях обводнения» [200].

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АИС – автоматизированная информационная система.

АС – автоматизированная система.

АСНИ – автоматизированная система научных исследований.

БВН – блок входных ниток.

БД – база данных.

БД ГПИ – БД геолого-промысловой информации;

БД ОСОЖ – БД оборудования СОЖ;

БД РМ – БД результатов моделирования;

БД РУиПМ – БД рекомендуемых уставок и планов мероприятий.

ВАК – высшая аттестационная комиссия.

ВНПК – всероссийская научно-практическая конференция.

ГПИ – геолого-промысловые исследования.

ГПУ – Газопромысловое управление.

ГТИ – геолого-техническая информация.

ГТО – Геолого-технический отчет.

ЖОДГ – живучесть объектов добычи газа.

ИГТМ – интегрированная геолого-технологическая модель месторождения.

ИИС – информационно-измерительная система.

ИМА – имитационно-аналитическая модель.

КГФ – конденсатно-газовый фактор.

КИП – контрольно-измерительные приборы.

КЛК – концентрическая лифтовая колонна.

КЭС – кратковременная эксплуатация скважин.

ЛПР – лицо, принимающее решение.

МКП – межтрубное кольцевое пространство.

МНВ – модель развития неблагоприятного воздействия.

МНВО – модель неблагоприятного воздействия обводнения.

МПНВ – модель процессов противодействия неблагоприятным воздействиям.

МППНВО – модель первичных последствий неблагоприятного воздействия обводнения.

МПС – модель «пласт-скважина».

МРППНВО – модель развития первичных последствий неблагоприятного воздействия обводнения.

МРС – модель изменения работоспособности системы.

МСОЖ – модель средств обеспечения живучести.

МФП – модель физических процессов.

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение.

НИ – научные исследования.

НКТ – насосно-компрессорные трубы.

НПК – научно-практическая конференция.

НТК – научно-техническая конференция.

НУ – нормальные условия.

ОДГ – объекты добычи газа.

ОЛК – основная лифтовая колонна.

ОНГКМ – Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение.

ПАВ – поверхностно-активные вещества.

ПЖ – значения показателей живучести.

ПО – программное обеспечение.

ПС – программная система.

ПСШ – система «пласт-скважина-шлейфовый трубопровод» или система «пласт-скважина-шлейф».

ПФ – значения поражающих факторов, неблагоприятных воздействий.

ПЭД – погружной электродвигатель.

РПЖ – расчет показателей живучести.

РУ – рабочие условия.

СДСП – система добычи и сбора углеводородной продукции.



СППР – система поддержки принятия решений.

СРГ – сборно-распределительная гребенка.

СтУ – стандартные условия.

СУ – станция управления.

СУБД – система управления базами данных.

ТП – трансформаторная подстанция.

ТР – технологический режим.

УВШН – установка винтового штангового насоса с наземным приводом.

УКПГ – установка комплексной подготовки газа.

УЭЦН – установка электроцентробежного погружного насоса.

ФА – фонтанная арматура.

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.

ЦДНГиК – цех добычи нефти, газа и конденсата.

ЦЛК – центральная лифтовая колонна.

ЭВМ – электронная вычислительная машина.

ЭК – эксплуатационная колонна.

IDEF0 – Integration Definition for Function Modeling, методология функционального моделирования и графическая нотация, предназначенная для формализации и описания бизнес-процессов.

MD – измеренная глубина по стволу скважины (measure depth).

TVD – глубина по вертикали (true vertical depth).

VFP – таблицы потерь давления, представляющие собой зависимость устьевое давление скважины от забойного или зависимость входного давления в шлейфе от выходного давления для различных параметров работы скважины/шлейфа, таких как расход газа/нефти, конденсатогазовый / газонефтяной фактор, водогазовый фактор / обводненность.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абрамов, Г.С. Практическая расходометрия в промышленности / Г.С. Абрамов, А.В. Барычев, М.И. Зимин. – М: ВНИИОЭНГ, 2000. – 472 с.
2. Автоматизация технологических процессов добычи и подготовки нефти и газа / Е.Б. Андреев [и др.]. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. - 399 с.
3. Автотехнолог – ООО «ЦОНИК им. И.М. Губкина» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.autotechnologist.com>.
4. Айтлер, Й. Модификация установок эксцентриковых винтовых насосов в целях использования в газовых скважинах для снижения уровня жидкости / Й. Айтлер, М. Зейвальд // Матер. конференции DGMK/ÖGEW-Frühjahrstagung 2008 in Celle.
5. Алиев, З.С. Разработка месторождений природных газов: учеб. пособ. для вузов / З.С. Алиев, Д.А. Мараков. - М.: МАКС Пресс, 2011. – 340 с.
6. Алиев, З.С. Руководство по проектированию разработки газовых и газоконденсатных месторождений / З.С. Алиев, В.В. Бондаренко. – Печора: Печорское время, 2002. – 895 с.
7. Алиев, Т.М. Измерительные информационные системы в нефтяной промышленности / Т.М. Алиев, А.М. Мелик-Шахназаров, А.А. Тер-Хачатуров. – М.: Недра, 1981. – 351 с.
8. Алтунин, А.Е. Модели и алгоритмы принятия решений в нечетких условиях: монография / А.Е. Алтунин, М. В. Семухин. – Тюмень: Изд. ТГУ, 2000. – 352 с.
9. Андреев А.Ф., Зубарева В.Д., Саркисов А.С. Оценка эффективности и рисков инновационных проектов нефтегазовой отрасли: учебное пособие для студентов высших учебных заведений. – М.: МАКС Пресс, 2007. 238 с.
10. Андреев, А.Ф. Оценка эффективности и планирование проектных решений в нефтегазовой промышленности / А.Ф. Андреев. – М.: Нефть и газ, 1998.
11. Аникейчик Н.Д., Кинжагулов И.Ю., Федоров А.В. Планирование и управление НИР и ОКР: учеб. пособие. – СПб: Университет ИТМО, 2016. 192 с.
12. Анфилатов, В.С. Системный анализ в управлении/ В.С. Анфилатов, А.А. Емельянов, А.А. Кукушкин. – М.: Финансы и статистика, 2002 – 368 с.
13. Архангельский, А.Я. Программирование в Delphi 7 / А.Я. Архангельский. – М.: ООО «Бином-Пресс», 2003. – 1024 с.
14. Баишев, В.З. Автоматизированная информационная система ведения геолого-промысловых данных нефтегазоконденсатных месторождений / В.З. Баишев, И.С. Вологин, А.Ф. Валеев // Территория НЕФТЕГАЗ. - 2016. - №3. - С. 25-29.
15. Баишев, В.З. Комплекс программ для контроля выработки запасов газа скважинами Оренбургского месторождения / В.З. Баишев, Р.В. Баишев, И.С. Вологин, Н.А. Левина //

Нефтепромысловое дело. 2006. № 7. С. 45–47.

16. Баишев, В.З. Основные направления исследований вопроса извлечения углеводородного сырья на поздней стадии разработки центральной части Оренбургского месторождения / В.З. Баишев, М.Р. Назыров // Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 1. С. 28-31.

17. Баишев, Р.В. Постоянно действующая геолого-гидродинамическая модель Оренбургского месторождения. Состояние и перспективы / Р.В. Баишев, Т.Г. Кривина, Н.А. Левина, М.П. Трифонова, Д.А. Купарев // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2010. № 12. С. 24-27.

18. Барсегян, А.А. Методы и модели анализа данных: OLAP и Data Mining / А.А. Барсегян, М.С. Куприянов, В.В. Степаненко, И.И. Холод. – СПб.: БХВ-Петербург, 2004. – 336 с.

19. Белов, И.Г. Теория и практика периодического газлифта / И.Г. Белов. – М.: Недра, 1975.

20. Бизянов Е.Е., Мотченко Л.А. Эффекты от инноваций в информационную инфраструктуру современного экономического объекта // Экономический вестник ДонГТИ. 2022. № 12. С. 50-57.

21. Богданов, А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти / А.А. Богданов. – М.: Недра, 1968. – 272 с.

22. Брилл, Дж. Многофазный поток в скважинах / Дж. Брилл, Х. Мукерджи. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.

23. Брот, А.Р. Установки винтовых насосов с поверхностным приводом как способ рентабельной эксплуатации малодебитного фонда добывающих скважин / А.Р. Брот // Нефте-сервис. – 2010. – № 2. – С. 94–95.

24. Бузинов, С.Н. О формуле для расчета потерь давления в газовых скважинах на поздней стадии разработки месторождений / С.Н. Бузинов // Газовая промышленность. – 2011. – № 12. – С. 18-21.

25. Булатов, Г.Г. Насосная эксплуатация обводненных скважин газогидратных месторождений / Булатов Г.Г., Дроздов А.Н - Газовая промышленность, 2010, стр. 61 – 63.

26. Валеев, А.Ф. Автоматизация исследований живучести системы добычи газа в условиях обводнения скважин / А.Ф. Валеев // «Генезис, миграция и формирование месторождений углеводородного сырья в контексте их поиска, разведки и разработки»: материалы I всерос. науч. конф. с международ. участием. - Оренбург, 2018. - С. 8-12.

27. Валеев, А.Ф. Автоматизация научных исследований живучести объектов добычи газа НГКМ // Тезисы докладов XI Молодежной международной научно-практической конференции «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность», 2023. - С. 98, [Элек-

тронный ресурс] – Режим доступа: [https://vniigaz.gazprom.ru/d/textpage/7d/893/tezisy-molodezhka\\_2023-v05.pdf](https://vniigaz.gazprom.ru/d/textpage/7d/893/tezisy-molodezhka_2023-v05.pdf).

28. Валеев, А.Ф. Автоматизация процессов научных исследований живучести объектов добычи газа // Тезисы докладов конференции ООО "Газпром ВНИИГАЗ" "Современные методы комплексного моделирования разработки газовых и нефтегазоконденсатных месторождений", 2022. - С. 25, [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=49545554&pff=1>.

29. Валеев, А.Ф. Автоматизированная информационная система подбора технологии эксплуатации обводненной газовой скважины / А. Ф. Валеев, Д. С. Василенко // Компьютерная интеграция производства и ИПИ-технологии: материалы X всерос. конф. - Оренбург: ОГУ, 2021. – С. 292-296.

30. Валеев, А.Ф. Автоматизированная система моделирования обводненной газовой скважины концентрической лифтовой колонной / А.Ф. Валеев, В. Р. Шаховал // Компьютерная интеграция производства и ИПИ-технологии: материалы X всерос. конф. - Оренбург: ОГУ, 2021. – С. 301-305.

31. Валеев, А.Ф. Автоматизированная система научных исследований для повышения живучести системы добычи газа в условиях обводнения скважин // XV Всероссийская научно-техническая конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса»: сб. тр. 2022. С. 248-257. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: [https://neftegaz.gubkin.ru/site/assets/files/4498/aktual\\_nye\\_problemy\\_razvitiia\\_neftegazovogo\\_kompleksa\\_rossii\\_sbor.pdf](https://neftegaz.gubkin.ru/site/assets/files/4498/aktual_nye_problemy_razvitiia_neftegazovogo_kompleksa_rossii_sbor.pdf).

32. Валеев, А.Ф. Анализ существующей системы добычи и сбора углеводородного сырья и оценка возможности применения новых технологий эксплуатации скважин Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Ф. Валеев // Сборник трудов 73-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2019». - М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. - С. 124-134. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: [https://neftegaz.gubkin.ru/site/assets/files/4272/74ng\\_sbornik\\_tezisov\\_tom3.pdf](https://neftegaz.gubkin.ru/site/assets/files/4272/74ng_sbornik_tezisov_tom3.pdf).

33. Валеев, А.Ф. Анализ методов механизированной добычи пластовой жидкости обводненных газовых скважин / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев // Современные информационные технологии в науке, образовании и практике: материалы X всерос. науч.-практ. конф.–Оренбург: ООО ИПК «Университет», 2012.–С. 7-11.

34. Валеев, А.Ф. Анализ проблем добычи продукции газоконденсатного месторождения в условиях обводнения скважин / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев // Теоретические вопросы разработки, внедрения и эксплуатации программных средств: материалы всерос. науч.-практ. конф. – Орск: Изд. ОГТИ, 2011. – С. 18-21.

35. Валеев, А.Ф. Информационное и программное обеспечение автоматизированной

системы научных исследований живучести системы добычи газа // Тезисы докладов 76-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2022», 2022. - С. 186-187, [Электронный ресурс] - Режим доступа: [https://neftegaz.gubkin.ru/site/assets/files/12010/tom\\_2\\_76-i\\_ng.pdf](https://neftegaz.gubkin.ru/site/assets/files/12010/tom_2_76-i_ng.pdf).

36. Валеев, А.Ф. Информационное и программное обеспечение системы измерения технологических параметров добычи продукции обводненных газовых скважин: монография / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев - Оренбург: Изд. «Университет», 2015. - 146 с.

37. Валеев, А.Ф. Информационно-измерительная система управляемой насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин: дисс. ... канд. техн. наук : 05.11.16. – Оренбург, 2014. - 166 с.

38. Валеев, А.Ф. Информационно-измерительная система управляемой насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. – 2015. - № 1. - С. 46-54.

39. Валеев, А.Ф. Информационно-программное обеспечение автоматизированной системы научных исследований живучести объектов добычи газа /А.Ф. Валеев // Программные продукты и системы, 2023. - Т. 36. - № 2. - С. 263-271. DOI: 10.15827/0236-235X.142.263-271.

40. Валеев, А.Ф. Концепция совершенствования технологических режимов работы системы «пласт-скважина-шлейф» в условиях обводнения газовых скважин и способ её реализации [Электронный ресурс] / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев, А.Г. Шуэр // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – №4. – С. 136-149. – Режим доступа: [http://www.ogbus.ru/authors/ValeevAF/ValeevAF\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/ValeevAF/ValeevAF_1.pdf).

41. Валеев, А.Ф. Методика и алгоритм определения динамического уровня жидкости в обводненной газовой скважине / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев // Наука, техника, инновации 2014: материалы междунар. науч.-практ. конф. – Брянск: НДМ, 2014. – С. 197-202.

42. Валеев, А.Ф. Методика оценки эффективности информационно-измерительной системы насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев // Информационно-телекоммуникационные системы и технологии: материалы VI всерос. науч.-практ. конф. – Кемерово: ООО «Азия-Принт», 2014. – С. 27-28.

43. Валеев, А.Ф. Методика экспериментальных исследований информационно-измерительной системы насосной откачки жидкости из обводненных газовых скважин / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев // Технические науки: тенденции, перспективы и технологии развития: материалы междунар. науч.-практ. конф.– Нижний Новгород: ООО «Ареал», 2014. – С. 62-66.

44. Валеев, А.Ф. Методическое обеспечение научных исследований живучести системы добычи газа в условиях обводнения скважин // «Новые направления работ на нефть и газ,

инновационные технологии разработки их месторождений, перспективы добычи нетрадиционного углеводородного сырья»: материалы всерос. науч.-практич. конф. – Оренбург, 2019. – С. 13-17.

45. Валеев, А.Ф. Моделирование живучести объектов добычи газа в условиях обводнения / А.Ф. Валеев // Автоматизация и информатизация ТЭК. - 2024. - № 9 (614). - С. 15-26.

46. Валеев, А.Ф. Моделирование системы «пласт-скважина-шлейф» обводненных газовых скважин / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев, А.Г. Шуэр // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2012. – №10. – С. 31 – 35.

47. Валеев, А.Ф. Модель и критерий живучести системы добычи газа в условиях обводнения // Компьютерная интеграция производства и ИПИ-технологии: материалы IX всерос. науч.-практ. конф. - Оренбург: ООО ИПК «Университет», 2019. - С. 411-414.

48. Валеев, А.Ф. Особенности интегрированной геолого-технологической модели Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Ф. Валеев, В.И. Кузнецов // материалы научно-практической конференции «Нефтегазовое производство - основа научно-технического прогресса и экономической стабильности». - Саратов: ООО «Амирит», 2020. – С. 45-51.

49. Валеев, А.Ф. Особенности моделирования системы добычи и сбора продукции скважин Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Ф. Валеев // «Нетрадиционные источники углеводородного сырья - поиски, разведка, разработка Волго-Уральского региона»: материалы I всероссийской науч. конф. - Оренбург: ООО «Типография Агентство прессы», 2017. – С. 8 - 15.

50. Валеев, А.Ф. Оценка эффективности автоматизации процессов научных исследований живучести объектов добычи газа / А.Ф. Валеев // Программная инженерия, 2023. - Т. 14. - № 9. - С. 431-441. DOI: 10.17587/prin.14.431-441.

51. Валеев, А.Ф. Проблемы насосной откачки пластовой жидкости из обводненных газовых скважин и методы их разрешения / А.Ф. Валеев, А.О. Салихов // Технические науки: научные приоритеты учёных: материалы междунар. науч.-практ. конф. № 1. - Пермь: Эвенсис, 2016. –С. 6-10.

52. Валеев, А.Ф. Проверка адекватности моделей работы шлейфовых трубопроводов Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Ф. Валеев // Материалы Ежегодной областной молодежной науч.-практ. конф. – Оренбург: ООО «Агентство «Пресса»», 2012. – С. 181.

53. Валеев, А.Ф. Программное обеспечение отработки информационно-управляющей системы добычи газа с механизированной откачкой пластовой жидкости / А.Ф. Валеев // Ком-

пьютерная интеграция производства и ИПИ-технологии: материалы VI всерос. науч.-практ. конф. – Оренбург: ООО ИПК «Университет», 2013. – С. 242-246.

54. Валеев, А.Ф. Программные компоненты системы моделирования добычи углеводородов с газлифтным способом эксплуатации / А. Ф. Валеев, А. Ш. Макаев // Компьютерная интеграция производства и ИПИ-технологии: материалы X всерос. конф. - Оренбург: ОГУ, 2021. – С. 297-300.

55. Валеев, А.Ф. Развитие модели живучести системы добычи газа в условиях обводнения / А.Ф. Валеев, Л.А. Белослудцева // Тезисы докладов 74-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2020», 2020. - С. 20-21, [Электронный ресурс] - Режим доступа: [https://neftegaz.gubkin.ru/site/assets/files/4214/74ng\\_sbormik\\_tezisov\\_\\_tom3.pdf](https://neftegaz.gubkin.ru/site/assets/files/4214/74ng_sbormik_tezisov__tom3.pdf).

56. Валеев, А.Ф. Система имитационного моделирования технологических процессов газодобычи с механизированной откачкой пластовой жидкости / А.Ф. Валеев // Материалы науч. школы-семинара молодых ученых и специалистов в области компьютерной интеграции производства. – Оренбург: ООО ИПК «Университет», 2012. – С. 7-12.

57. Валеев, А.Ф. Технология насосной добычи пластовой жидкости из обводненных газовых скважин / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев // Компьютерная интеграция производства и ИПИ-технологии: материалы V всерос. науч.-практ. конф. – Оренбург: ИП Осиночкин Я.В., 2011. – С. 500-502.

58. Валеев, А. Ф. Экспериментальные исследования эффективности автоматизированной системы научных исследований живучести объектов добычи газа / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев, А.В. Фатнев, А.С. Колубаев, С.К. Самарцев// Автоматизация и информатизация ТЭК, 2024. - № 5 (610). - С. 13-21.

59. Васильева, Е.В. Оценка эффективности информационных технологий/информационных систем / Е.В. Васильева, О.М. Данилова, Н.М. Лобанова // учеб. пособие. – М.: ГУУ, 2006. 164 с.

60. Ведерникова, Ю.А. Разработка и использование гидродинамических моделей скважинных систем, оборудованных установками погружных электроцентробежных насосов [Электронный ресурс] / Ю.А. Ведерникова, И.Г. Соловьев // Вестник кибернетики. Вып. 1. – Тюмень: Изд-во ИПОС СО РАН, 2002. – 164 с. – Режим доступа: <http://www.ipdn.ru/rics/doc1/OC/2-ved-s.htm>.

61. Вендров А.М. Проектирование программного обеспечения экономических информационных систем: учебник / А.М. Вендров. – М.: Финансы и статистика, 2003. – 352 с.

62. Виленкин, Н.Я. Метод последовательных приближений / Н.Я. Виленкин. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Наука, 1968. – 108 с.

63. Волик, Б.Г. Эффективность, надежность и живучесть управляющих систем / Б.Г. Волик, И.А. Рябинин // Автоматика и телемеханика. – 1984. – №12. – С. 151-160.
64. Волкова, В.Н. Основы теории систем и системного анализа: учебник/ В.Н. Волкова, А.А. Денисов. – изд. 3-е. – СПб.: Изд. СПб, 2003. – 520 с.
65. Волкова, Т.В. Проектирование и создание БД: учеб. пособ. / Т.В. Волкова. – Оренбург: ИПК ГОУ ОГУ, 2006. – 140 с.
66. Вологин, И.С. Визуализация конструкции скважины в программе «WELL DESIGN» / И.С. Вологин, А.Ф. Валеев // Нефтегазовое дело: теория, исследования, производство, учебный процесс: материалы междунар. науч.-практ. конф. / под общ. ред. д.и.н., проф. С.Г. Горшенина. - Оренбург, 2015. - С. 53-55. ISBN 978-5-9631-0346-3.
67. Вологин, И.С. Обработка первичных результатов геолого-промысловых исследований скважин / И.С. Вологин, А.Ф. Валеев // Инновационное развитие нефтегазового комплекса: материалы междунар. науч.-практ. конф. / под общ. ред. д.и.н., проф. С.Г. Горшенина. - М.-Оренбург: Амирит, 2016. - С. 107-111. ISBN 978-5-9908580-4-6.
68. Габдуллин, Т. Г. Техника и технология оперативных исследований скважин / Т.Г. Габдуллин. – Казань: Плутон, 2005. – 336 с.
69. Габдуллин, Т.Г. Оперативное исследование скважин / Т.Г. Габдуллин. – М.: Недра, 1981. – 213 с.
70. Гидродинамика газожидкостных смесей в трубах / В.А. Мамаев, Г.Э. Одишария, Н.И. Семенов, А.А. Точигин. – М.: Недра, 1969. – 208 с.
71. Говорков, Д.А. Технология визуально-графического анализа гидродинамики скважинной системы / Д.А. Говорков, Д.А. Власов // Вестник кибернетики. – Тюмень: Изд-во ИПОС СО РАН. – 2010. – № 9. – С. 37-42.
72. ГОСТ 19781-90 Системы обработки информации. Программное обеспечение. Термины и определения. – М.: изд-во ГК по стандартам, 1992.
73. ГОСТ 24.702-85 Межгосударственный стандарт. Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Эффективность автоматизированных систем управления. Основные положения. М.: Стандартиформ, 2009.
74. ГОСТ 27. 003-2016. Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности.
75. ГОСТ 27.002–2015. Надежность в технике. Термины и определения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200136419>.
76. ГОСТ 27.301-95 Надёжность в технике. Расчет надёжности. Основные положения.
77. ГОСТ 2939-63. Газы. Условия для определения объема; введ. 01.01.64. – М.: Издательство стандартов, 1988. – 3 с.



78. ГОСТ 34.003-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Термины и определения; введ. 01.01.1992. – М.: Стандартинформ, 2009. – 16 с.
79. ГОСТ Р 53712–2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Программные средства для проектирования и оптимизации процесса разработки месторождений. Основные требования.
80. ГОСТ Р 55415-2013. Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки; введ. 01.11.2013. – М.: Стандартинформ, 2014. – 36 с.
81. ГОСТ Р 55850-2013. Нефтяная и газовая промышленность. Системы винтовых насосов для механизированной добычи.
82. ГОСТ Р 56450 – 2015. Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Программное обеспечение для гидродинамического моделирования систем сбора и подготовки углеводородов. Основные функциональные и технические требования; введ. 01.05.2016. – М.: Стандартинформ, 2015. – 10 с.
83. ГОСТ Р ИСО 20815— 2013. Нефтяная, нефтехимическая и газовая промышленность. Управление обеспечением эффективности производства и надежностью.
84. Грановский, Ю.В. Об оценке эффективности научных исследований // Сб. Научно-ведческие исследования: сб. науч. трудов. М.: Институт научной информации по общественным наукам РАН, 2008. С. 58-71.
85. Гриценко, А.И. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах / А.И. Гриценко, О.В. Клапчук, Ю.А. Харченко. – М.: Недра, 1994. – 238 с.
86. Грон, В.Г. Исследование газожидкостного подъемника / В.Г. Грон, В.А. Сахаров. – М.: МИНГ, 1986. – 69 с.
87. Гукасов, Н.А. Технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин в период падающей добычи / Н.А. Гукасов, Г.Г. Кучеров. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 214 с.
88. Гуревич, Г.Р. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей / Г.Р. Гуревич, А.И. Брусиловский. – М.: Недра, 1984. – 264 с.
89. Двухфазный транспорт нефти и газа / Г.Э. Одишария, В.А. Мамаев, О.В. Клапчук, Ю.А. Толасов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – 56 с.
90. Дедков, В.К. Принципы формирования критериев и показателей эффективности функционирования сложных технических систем // Надежность и качество сложных систем. – 2013. – № 4. – С. 3-8.
91. Дейк, Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений: пер. с англ. /

Л.П. Дейк. – М.: ООО «Премииум Инжиниринг», 2009. – 570 с.

92. Дизайнер скважин ТНавигатор – ИРМ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://irmodel.ru/modules/dizajner-skvazhin/>.

93. Дикамов, Д.В. Совершенствование технологии эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам на поздней стадии разработки : дисс. ... канд. техн. наук : 25.00.17. – М., 2011. – 102 с.

94. Дроздов, А.Н. Стенд с замкнутой циркуляцией по жидкости и газу для характеристик погружных центробежных насосов на газожидкостных смесях при повышенных давлениях у входа / А.Н. Дроздов // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2010. – № 12. – С.28-29.

95. Дроздов, А.Н. Установки погружных насосов с газосепараторами для эксплуатации скважин с высоким газовым фактором / А.Н. Дроздов, А.В. Деньгаев, В.С. Вербицкий // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2005. – № 6. – С.12-20.

96. Епрынцева, А.С. Проблемы эксплуатации обводняющихся скважин газовых месторождений в стадии падающей добычи / А.С. Епрынцева, П.С. Кротов, А.В. Нурмакин, А.Н. Киселев // Вестник ОГУ. - 2011. - № 16 (135). - С. 41-45.

97. Епрынцева, А.С. Разработка технико-технологических решений по эксплуатации скважин газовых месторождений на стадии падающей добычи: автореф. дисс. ... канд. техн. наук : 25.00.17. – Тюмень, 2012. – с. 25.

98. Ермакова, Ж.А. Экономическая эффективность информационно-коммуникационных технологий на промышленных предприятиях: монография / Ж.А. Ермакова, О.В. Пергунова; Рос. акад. наук, Урал. отд-ние, Ин-т экономики. Екатеринбург: Ин-т экономики УрО РАН, 2017. 202 с.

99. Жевак, А.В. Моделирование и оптимизация процесса сбора данных в системе мониторинга газовых скважин и газосборных коллекторов / А.В. Жевак, В.Ю. Арьков // Вестник УГАТУ. – 2010. - № 5. – С.110-116.

100. Заикин, К.М. Технология эксплуатации обводненных газоконденсатных скважин Оренбургского НГКМ и рекомендации по устранению последствий обводнения / К.М. Заикин // Газовая промышленность. – 2012. – № 4. – С. 35-39.

101. Закиров, С.Н. Проектирование и разработка газовых месторождений / С.Н. Закиров, Б.Б. Лапук. – М.: Недра, 1974. – 376 с.

102. Закиров, С.Н. Разработка месторождений нефти и газа с суперколлекторами в продуктивном разрезе / С.Н. Закиров, И.В. Рощина, И.М. Индрупский, А.А. Рошин. – М.: Издательско-полиграфическая компания ООО «Контент-пресс», 2011. – 248 с.

103. Закон Российской Федерации от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах».

104. Зотов, Г.А. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсат-

ных пластов и скважин / Г.А. Зотов, З.А. Алиев. – М.: Недра, 1980. – 301 с.

105. Зотов, Г.А. Опыт проведения газодинамических исследований скважин в карбонатных породах большой мощности / Г.А. Зотов, А.К. Кормишин // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром, 1982. – 503 с.

106. Зацаринный, А.А. К вопросу оценки эффективности автоматизированных систем с использованием метода анализа иерархий / А.А. Зацаринный, Ю.С. Ионенков // Системы и средства информатики. 2015. Том 25, № 3. С. 161–178. DOI: 10.14357/08696527150310.

107. Зацаринный, А.А. Некоторые аспекты оценки эффективности и качества информационных систем / А.А. Зацаринный, Ю.С. Ионенков. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.cs.vsu.ru/ipmt-conf/conf/2022/works/5.%20Прикладное%20моделирование%20и%20E-business/1888.pres.pdf>.

108. Зацаринный, А.А. Оценка эффективности информационно-телекоммуникационных систем / А.А. Зацаринный, Ю.С. Ионенков. – М.: НИПКЦ Восход-А, 2020. – 120 с.

109. Ивановский, В.Н. Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти / В.Н. Ивановский, С.С. Пекин, А.А. Сабиров. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – 256 с.

110. Ильясов, Б.Г. Интеллектуальная автоматизированная система управления установкой электроцентробежного насоса / Б.Г. Ильясов, К.Ф. Тагирова, А.В. Комелин // Вестник УГАТУ. Сер: Управление, вычислительная техника и информатика: науч. журн. Уфимск. гос. авиац. техн. ун-та. – 2007. – № 2. – С. 58-70.

111. Ильясов, Б.Г. Информационная система управления группой скважин по гидродинамической модели нефтяного месторождения / Б.Г. Ильясов, К.Ф. Тагирова, П.С. Михеев, Ф.А. Исбер // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2005. – № 9. – С. 17–22.

112. Ильясов, Б.Г. Математическая модель изменения пластового давления как объекта управления / Б.Г. Ильясов, Е.С. Шаньгин, К.Ф. Тагирова, А.Р. Танеев // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности, 2004. – № 8. – С. 42-49.

113. Информационно-измерительные и управляющие системы: учеб.-методич. пособие / В.В. Мишунин, Е.В. Корсунова, В.И. Ищенко, А.В. Курлов. – Белгород: Изд-во БелГУ, 2010. – 129 с.

114. Информационно-управляющие системы в нефтедобывающей промышленности / М.Б. Гузаиров [и др.], под ред. С.Т. Кусимова, Б.Г. Ильясова, В.И. Васильева. – М.: Машиностроение, 2008. – 320 с.

115. Калашников, О.В. Расчетные и действительные перепады давления при двухфазном транспорте нефти и газа / О.В. Калашников // Экотехнологии и ресурсосбережение. –

2001. – №1. – С. 9-13.

116. Касьянов, В.М. Гидромашины и компрессоры: учебник для вузов / В.М. Касьянов. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1981. – 295 с.

117. Каталог продукции группы компаний «ГРАНТ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.grant-ufa.ru>.

118. Каталог продукции АО «Автограф» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.auton.ru>.

119. Каталог продукции группы компаний «Новомет» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.novomet.ru>.

120. Каталог продукции ООО «СОВТИГАЗ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://superflo.nt-rt.ru/>.

121. Каталог продукции завода «АЛНАС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://alnas.ru>.

122. Каталог продукции компании «Борец» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.borets.ru>.

123. Каталог продукции АО «ИРЗ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.irz.ru/products/index.htm>.

124. Каталог продукции ООО «Измерение и Контроль» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://izmerkon.ru/catalog/>.

125. Каталог продукции ООО «ЗТО «НЕДРАКАМ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://nedrakam.ru/>.

126. Каталог продукции «НИИД-50» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://niid-50.ru/>.

127. Кияев, В.А. Перспективы сырьевой базы ООО «Газпром добыча Оренбург» / В.А. Кияев, А.Г. Ефимов // Газовая промышленность. 2018. № 3. С. 34-38.

128. Колубаев, А.С. Методика построения интегрированной геолого-технологической модели Западного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения / А.С. Колубаев, А.Ф. Валеев, В.А. Манин [и др.] // Автоматизация и информатизация ТЭК. - 2024. - № 7 (612). - С. 15-25.

129. Коротаев, Ю.П. Системное моделирование оптимальных режимов эксплуатации объектов добычи природного газа / Ю.П. Коротаев, В.Г. Тагиев. – М.: Недра, 1989. – 264 с.

130. Костин, В. Н. Теория эксперимента : учебное пособие / В. Н. Костин, В. В. Паничев. – Оренбург: Университет, 2014. – 212 с.

131. Кузьмин, Е.В. Эффективность информационных технологий. Конспект лекций. Самара: Изд-во ПГУТИ, 2013. 131 с.

132. Кузьмичев, Н.П. Кратковременная эксплуатация скважин в осложненных условиях / Н.П. Кузьмичев // Технологии ТЭК. – 2005. – № 3.
133. Кузьмичев, Н.П. Кратковременная эксплуатация скважин и перспективы развития нефтедобывающего оборудования / Н.П. Кузьмичев // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2005. – № 6-7.
134. Кухлинг, Х. Справочник по физике: пер. с нем. / Х. Кухлинг. – М.: Мир, 1982. – 520 с.
135. Ли, Дж. Выбор механизированного способа эксплуатации [Электронный ресурс] / Дж. Ли, Л. Роуан // Rogtec. – Режим доступа: [https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/10/09\\_ArtificialLift.pdf](https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/10/09_ArtificialLift.pdf).
136. Ли, Дж. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин: пер. с англ. / Дж. Ли, Г. Никенс, М. Уэллс. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 384 с.
137. Лиа, Д. Моделирование работы скважины: Оптимизация добычи и выявление устранение проблем с использованием метода узлового анализа / Д. Лиа, К. Дунхам, Л. Роулан // Российские нефтегазовые технологии. – 2007. – № 11. – С. 72-85.
138. Ляпков, П.Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине: учеб. пособие / П.Д. Ляпков. – М.: МИНГ, 1987. – 71 с.
139. Мамаев, В.А. Движение газожидкостных смесей в трубах / В.А. Мамаев, Г.Э. Одишария, О.В. Клапчук. – М.: Недра, 1978. – 270 с.
140. Мандел, Т. Разработка пользовательского интерфейса: пер. с англ. / Т. Мандел. – М.: ДМК Пресс, 2001. – 416 с.
141. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (Вторая редакция, исправленная и дополненная) (утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21.06.1999, № ВК 477) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://base.garant.ru/2320803/> (дата обращения 16.07.2023).
142. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин / А.М. Блюменцев [и др.]. – М.: Недра, 1991. – 266 с.
143. Мирзаджанзаде, А.Х. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа / А.Х. Мирзаджанзаде, Г.С. Степанова. – М.: Недра, 1977. – 228 с.
144. Мирзаджанзаде, А.Х. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность / А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов, Р.Н. Бахтизин. – Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 368 с.
145. Мирзаджанзаде, А.Х. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи / А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Хасанов, Р.Н. Бахтизин. – Уфа: Изд. Гилем, 1999. – 464 с.
146. Михайлов, И.Д. Информационные технологии моделирования плунжерного лифта для увеличения живучести газовых скважин / И.Д. Михайлов, А.Ф. Валеев // Информационные

технологии. радиоэлектроника. телекоммуникации, 2020. – № 8. – С. 293-296.

147. Мищенко, И.Т. Расчеты в добыче нефти / И.Т. Мищенко. – М.: Изд-во «НЕДРА и ГАЗ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. – 296 с.

148. Мищенко, И.Т. Расчеты в добыче нефти / И.Т. Мищенко. – М.: Недра, 1989. – 245 с.

149. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти / И.Т. Мищенко. – М: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – 488 с.

150. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти / И.Т. Мищенко. – М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

151. Молчанов, А.А. Аппаратура и оборудование для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин / А.А. Молчанов, В.В. Лаптев, В.Н. Моисеев, Р.С. Челокьян. – М.: Недра, 1987. – 263 с.

152. Молчанов, А.А. Бескабельные измерительные системы для исследований нефтегазовых скважин (теория и практика) / А.А. Молчанов, Г.С. Абрамов. – М: ВНИИОЭНГ, 2004. – 516 с.

153. Молчанов, Г.В. Машины и оборудование для добычи нефти и газа / Г.В. Молчанов, А.Г. Молчанов. – М.: Недра, 1984. – 464 с.

154. Мукерджи, Х. Производительность скважин. Руководство: 2-е изд., доп. / Х. Мукерджи: пер. М. Холодов. – М.: Шлюмберже, 2001.

155. Надежность и эффективность в технике: Справочник. В 10 т. Т. 3. Эффективность технических систем / Под общ. ред. В.Ф. Уткина, Ю.В. Крючкова. М.: Машиностроение, 1988. – 328 с.

156. Надежность технических систем: справочник / Ю.К. Беляев [и др.]; под ред. И.А. Ушакова. – М.: Радио и связь, 1985. – 608 с.

157. Недосекин, А.О. Методы и модели оценки функциональной живучести структурно-сложных технических систем / А.О. Недосекин, В.В. Виноградов, З.И. Абдулаева. – СПб: Изд-во Политехн. ун-та, 2018. – 127 с.

158. Николаев, О.В. Совершенствование методов гидродинамического моделирования процессов добычи газа по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков: дисс. ... док-ра техн. наук : 25.00.17. - Москва, 2022. – 328 с.

159. Николаев, О.В. Современные методы расчета технологического режима работы газовых скважин с водопроявлениями / О.В. Николаев, А.А. Плосков, И.В. Стоноженко, В.Г. Васильев, А.В. Соломахин // Наука и техника в газовой промышленности, 2023. – № 1(93).– С.44-59.

160. Новицкий, П.В. Оценка погрешностей результатов измерений / П.В. Новицкий, Зограф И.А. – ДЛ.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1991. – 304 с.

161. Новоселов, О.Н. Основы теории и расчета информационно-измерительных систем / О.Н. Новоселов, А.Ф. Фомин. – М.: Машиностроение, 1980. – 280 с.
162. Оборудование для добычи нефти и газа / В.Н. Ивановский [и др.]. – В 2 частях: Ч.1. – М: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. – 768 с.
163. Оборудование для добычи нефти и газа / В.Н. Ивановский [и др.]. – В 2 частях: Ч.2. – М: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 792 с.
164. Общеотраслевые руководящие методические материалы по созданию автоматизированных систем научных исследований и комплексных испытаний образцов новой техники [Электронный ресурс]. – М., 1980. – Режим доступа: <https://web.archive.org/web/20070928082241/http://linux.nist.fss.ru/hr/doc/gtk/asni.htm>.
165. Официальный сайт ООО «Газпром добыча Оренбург» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://orenburg-dobycha.gazprom.ru>.
166. Орлов, С.А. Технологии разработки программного обеспечения / С.А. Орлов. — СПб.: Питер, 2002. - 464 с.
167. Орнатский, П.П. Теоретические основы информационно-измерительной техники / П.П. Орнатский. – Киев: Вища школа, 1983. – 455 с.
168. Парк, Дж. Передача данных в системах контроля и управления. Практическое руководство / Дж. Парк, С. Маккей, Э. Райт. – М.: ООО «Группа ИДТ», 2007. - 480 с.
169. Парк, Дж. Сбор данных в системах контроля и управления. Практическое руководство / Дж. Парк, С. Маккей. – М.: ООО «Группа ИДТ», 2006. – 504 с.
170. Пат. № 2046487 РФ, МПК H02H5/04, H02H7/08, H02H3/26. Погружной электродвигатель с системой защиты и управления / В.О. Кричке, В.П. Золотов, В.С. Семенов; заявитель и патентообладатель В.О. Кричке; В.П. Золотов; В.С. Семенов. – № 4938499/07; заявл. 24.05.1991; опубл. 20.10.1995.
171. Пат. № 2119578 РФ, МПК E 21 B 43/00. Способ эксплуатации малодебитной скважины электронасосом с частотно-регулируемым приводом / В.Г. Ханжин; заявитель и патентообладатель В. Г. Ханжин. – опубл. 20.02.2001.
172. Пат. № 2140523 РФ, МПК 6E 21B 43/00 A, 6F 04D 15/00 B. Способ автоматического регулирования режима работы скважины, оборудованной погружным центробежным электронасосом / В.О. Кричке, В.В. Кричке; заявитель и патентообладатель В.О. Кричке, В.В. Кричке. – № 97110564/03; заявл. 24.06.1997; опубл. 27.10.1999.
173. Пат. № 2163293 РФ, МПК E 21 B 43/00. Эхолот для измерения уровня жидкости в скважине / С.А. Зайцев, А.И. Зайцев, А.А. Арефьев; заявитель и патентообладатель С.А. Зайцев, А.И. Зайцев, А.А. Арефьев. - № 97110817/03; заявл. 19.06.1997; опубл. 27.09.1998.
174. Пат. № 2232292 РФ, МПК F 04 B 47/00, F 04 B 49/00. Устройство для автоматиче-

ского управления погружной насосной установкой / Б.Г. Ильясов, Е.С. Шаньгин, К.Ф. Тагирова; заявитель и патентообладатель Уфимский государственный авиационный технический университет. – 2002130154/06; заявл. 11.11.2002 – опубл. 10.07.2004, Бюл. № 19.

175. Пат. № 2236563 РФ, МПК Е 21 В 43/00. Способ добычи нефти на заключительной стадии эксплуатации скважин / Б.Г. Ильясов, Е.С. Шаньгин, К.Ф. Тагирова, А.Р. Ганеев; заявитель и патентообладатель Уфимский государственный авиационный технический университет. – № 2003109403/03; заявл. 03.04.2003 – опубл. 20.09.2004, Бюл. № 26.

176. Пат. № 2293176 РФ, МПК Е 21 В 43/00. Способ кратковременной эксплуатации скважины погружной насосной установкой с электроприводом (способ Кузьмичева) / Н.П. Кузьмичев; заявитель и патентообладатель Н.П. Кузьмичев. – № 2005128382/03; заявл. 02.09.2005 – опубл. 10.02.2007, Бюл. № 4. – 23 с.: ил.

177. Пат. № 2571321 РФ, МПК Е21В 47/047, G01F 23/14. Способ определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины / А.Ф. Валеев, Н.А. Соловьев; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВПО «Оренбургский государственный университет». – № 2014134362/03; заявл. 21.08.2014 – опубл. 20.12.2015 Бюл. № 35.

178. Петухов, Г.Б. Методологические основы внешнего проектирования целенаправленных процессов и целеустремленных систем / Г.Б. Петухов, В.И. Якунин. – М.: АСТ, 2006. – 504 с.

179. Повышение эффективности добычи на основе координации управления технологическими процессами и объектами / К.Ф. Тагирова // Вестник УГАТУ. Сер: Управление, вычислительная техника и информатика: науч. журн. Уфимск. гос. авиац. техн. ун-та. – 2008. – № 2. – С. 48-52.

180. Применение винтовых насосов с поверхностным приводом для добычи нефти / К.Р. Уразаков, А.М. Валеев, У.М. Абдулатипов, А.Ф. Закиров // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 6. – С. 108–111.

181. Применение пенных систем в нефтегазодобыче / В.А. Амиян, А.В. Амиян, Л.В. Казакевич, Е.Н. Бекиш. – М.: Недра, 1987. – 229 с.

182. Программный комплекс «Автотехнолог» - универсальный инструмент для оптимизации работы системы «пласт-скважина-насосная установка» / В.Н. Ивановский [и др.] // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2006. – №6.

183. Р Газпром 086-2010 Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин: Часть I. – М.: ОАО «Газпром», 2011.

184. Р Газпром 086-2010 Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин: Часть II. – М.: ОАО «Газпром», 2011.

185. Р Газпром 2-1.15-618-2011. Рекомендации по разработке математических моделей и



комплексных алгоритмов управления технологической системой «Пласт–скважины–газосборная сеть–ДКС–УКПГ–межпромысловый коллектор – ЦДКС». – М.: ОАО «Газпром», 2014. – 92 с.

186. Р Газпром 2-3.2-1013-2015 Расчет параметров технологических режимов работы обводняющихся газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений. – Санкт-Петербург : Газпром экспо, 2017. – 50 с.

187. Р Газпром 2-3.3-555-2011. Технические требования к внутрискважинному оборудованию, фонтанной арматуре и обвязке устья для эксплуатации скважин сеноманских залежей Надым-Пур-Тазовского региона по концентрическим лифтовым колоннам. – М.: ООО «Газпром экспо», 2011.

188. Р Газпром 2-3.3-556-2011. Руководство по эксплуатации скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам. – М.: ООО «Газпром экспо», 2011.

189. Разработка модели двухфазного трубопроводного транспорта применительно к системе добычи нефти, газа и конденсата на Оренбургском НГКМ. Отчет о НИР. / В.З. Баишев [и др.]. – Оренбург: ООО «ВолгоУралНИПИгаз», 2003. – 128 с.

190. Р Газпром 045-2008 Методические рекомендации по критериям и оценке управленческого эффекта от использования научно-исследовательских разработок [Электронный ресурс]. – 2008. – Режим доступа: [https://www.gubkin.ru/general/structure/upravlenie-strategicheskogo-razvitiya/podgotovka-komplekta-otchetnykh-materialov/files/2020-03-30/r\\_gazprom\\_045\\_2008\\_2019\\_04\\_23.pdf](https://www.gubkin.ru/general/structure/upravlenie-strategicheskogo-razvitiya/podgotovka-komplekta-otchetnykh-materialov/files/2020-03-30/r_gazprom_045_2008_2019_04_23.pdf).

191. РД 153.39.1-241-02. Руководство по эксплуатации скважин установками электропогружных центробежных насосов в ОАО «Татнефть». – Альметьевск: ОАО «Татнефть», 2001. – С. 65-69.

192. РД 153-39.0-047-00 Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. – М. – 88 с.

193. Рудаков, С.С. Оценка эффективности ремонтно-изоляционных работ на обводненном фонде скважин Оренбургского НГКМ / С.С. Рудаков, А.В. Мишуринов // Инженерная практика. – 2011. – № 7. – С. 28-30.

194. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко [и др.]. – М.: Наука, 1995. – 523 с.

195. Руководство пользователя Pipesim 2020.1. – Schlumberger, 2020.

196. Сабиров, А.А. Автотехнолог: Оборудование выбирает компьютер / А.А. Сабиров // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – № 2. – С. 78-81.

197. Садовский, Г.А. Теоретические основы информационно-измерительной техники / Г.А. Садовский. – М.: Высшая школа, 2008. – 478 с.

198. Св.-во гос. рег. прогр. для ЭВМ № 2013617790, Российская Федерация. Программная система моделирования технологических процессов добычи и сбора продукции из обводненных газовых скважин / А.Ф. Валеев (RU), Н.А. Соловьев (RU), А.Г. Шуэр. (RU).– № 2013615583; дата поступления 03.07.2013; дата регистр. в Реестре программ для ЭВМ 23.08.2013 г. - Оpubл. 20.09.2013 г., Эл.бюл.№ 3.

199. Св.-во гос. рег. прогр. для ЭВМ № 2016663248, Российская Федерация. Программная система моделирования добычи газа с насосной откачкой пластовой жидкости из обводненных газовых скважин / А.Ф. Валеев (RU), Салихов А.О.(RU), Н.А. Соловьев (RU).- № 2016660784; дата поступления 14.10.2016; дата регистр. в Реестре программ для ЭВМ 29.11.2016 г.

200. Св.-во гос. рег. прогр. для ЭВМ № 2019619658, Российская Федерация. Автоматизированная система комплексных исследований живучести газовых скважин в условиях обводнения / И.Д. Михайлов (RU), А.А. Ларионов (RU), И.Д. Михайлов (RU), А.Ф. Валеев (RU), Н.А. Соловьев (RU).- № 2019618333; дата поступления 09.07.2019; дата регистр. в Реестре программ для ЭВМ 22.07.2019 г. - Оpubл. 22.07.2019 г., Эл.бюл.№ 8.

201. Середенко, Е.С. Оценка экономической эффективности аналитических информационных систем: Дис. ... канд. экон. наук. М., 2014. – 166 с.

202. Силаш, А.П. Добыча и транспорт нефти и газа. Часть I. / А.П. Силаш; пер. с англ. – М.: Недра, 1980. – 375 с.

203. Система автоматического управления добычей нефти из малодебитных скважин / Б.Г. Ильясов, Е.С. Шаньгин, К.Ф. Тагирова, А.Р. Ганеев // Нефтепромысловое дело. – 2004. – № 8. – С. 28-32.

204. Система имитационного моделирования технологических процессов добычи газа из обводненных скважин / И.Д. Михайлов, И.Д. Михайлов, А.А. Ларионов, А.Ф. Валеев // «Студенческие научные общества - экономике регионов»: материалы международной молодежной научной конф. II часть. - Оренбург: Издательско-полиграфический комплекс ОГУ, 2018. - С. 316 -320.

205. Скважинные геофизические информационно-измерительные системы: учеб. пособие для вузов / В.Н. Широков [и др.]. - М.: Недра, 1996. - 317 с.

206. Скрипкин, К. Г. Экономическая эффективность информационных систем в России: Монография. - М.: МАКС Пресс, 2014. – 156 с.

207. Скрипкин, К.Г. Экономика информационных продуктов и услуг: Учебник. - М.: Экономический факультет МГУ имени М.В. Ломоносова, 2019. – 192 с.

208. Советов, Б.Я. Моделирование систем / Б.Я. Советов, С.А. Яковлев. – М.: Высш. шк., 2001. – 343 с.

209. Советов, Б.Я. Моделирование систем. Практикум / Б.Я. Советов, С.А. Яковлев. – М.: Высш. шк., 2003. – 295 с.

210. Соколов, Д.В. Технология оптимизации эксплуатации обводняющихся скважин, посредством концентрических лифтовых колонн [Электронный ресурс] / Д.В. Соколов, В.Ф. Керимов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2017. – №2. С. 80-89. – Режим доступа: [http://ogbus.ru/issues/2\\_2017/ogbus\\_2\\_2017\\_p80-89\\_SokolovDV\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/2_2017/ogbus_2_2017_p80-89_SokolovDV_ru.pdf).

211. Соловьев, Н.А. Автоматизация процессов научных исследований живучести объектов добычи газа в условиях обводнения / Н.А. Соловьев, А.Ф. Валеев // Современные научно-исследовательские и технологические аспекты программной инженерии: Материалы Всероссийской научно-технической конференции. - Оренбург: Оренбургский государственный университет, 2023. - С. 156-163, [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=61743344&pff=1>.

212. Соловьев, Н.А. Информационные технологии моделирования живучести обводненных газовых скважин / Н.А. Соловьев, А.Ф. Валеев, И.Д. Михайлов // Актуальные задачи фундаментальных и прикладных исследований : материалы Междунар. науч.-практ. конф., 20 нояб. 2018 г. - Оренбург: ОГУ, 2018. - С. 147-151.

213. Соловьев, Н.А. Исследования операций в задачах программной инженерии: уч. пособие / Н.А. Соловьев, Е.Н. Чернопрудова, Н.А. Тишина, А.Ф. Валеев. СПб: Лань, 2019. 164 с.

214. Соловьев, Н.А. Концепция автоматизации научных исследований живучести системы добычи газа в условиях обводнения скважин /Н.А. Соловьев, А.Ф. Валеев // Программные продукты и системы, 2019. - Т. 32. - № 3. - С. 462-471. DOI: 10.15827/0236-235X.127.462-471.

215. Соловьев, Н.А. Моделирование в задаче восстановления промышленной добычи газа из обводненных скважин / Н.А. Соловьев, А.Ф. Валеев, А.О. Салихов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. - № 11. – С. 7 - 10.

216. Соловьев, Н.А. Моделирование технологии откачки пластовой жидкости из обводненной газовой скважины погружным электроцентробежным насосом / Н.А. Соловьев, А.Ф. Валеев, И.Д. Михайлов // Актуальные задачи фундаментальных и прикладных исследований: материалы Междунар. науч.-практ. конф., 20 нояб. 2018 г. - Оренбург : ОГУ, 2018. – С. 144-147.

217. Соловьев, Н.А. Основы теории принятия решений для программистов: учебное пособие / Н.А. Соловьев, Е.Н. Чернопрудова, Д.А. Лесовой. – Оренбург: ООО ИПК «Университет», 2012. – 179 с.

218. Соловьев, Н.А. Программная система моделирования промышленной добычи про-

дукции из обводненных газовых скважин / Н.А. Соловьев, А.Ф. Валеев, А.О. Салихов // Компьютерная интеграция производства и ИПИ-технологии: материалы VIII всерос. науч.-практ. конф. - Оренбург: ООО ИПК «Университет», 2017. - С. 507 - 511.

219. Соловьев, Н.А. Развитие геолого-технологической модели газоконденсатных месторождений с учетом обводнения газовых скважин / Н.А. Соловьев, А.Ф. Валеев, А.А. Ларионов // Университетская наука: решения и инновации: материалы Всерос. науч.-практ. конф., 23-25 окт. 2018 г. - Оренбург : ОГУ, 2018. - С. 120-124.

220. Соловьев, Н.А. Развитие модели живучести системы добычи газа в условиях обводнения скважин / Н.А. Соловьев, А.Ф. Валеев // Доклады ТУСУРа, 2022. - Т. 25. - № 1. - С. 93-100. DOI: 10.21293/1818-0442-2021-25-1-93-100.

221. Состояние и перспективы обеспечения устойчивой работы скважин на Оренбургском НГКМ в условиях снижения пластовых давлений / С.И. Иванов, С.М. Карнаухов, К.В. Донсков, В.З. Баишев // ВНИК «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов». – М.: ИРЦ Газпром, 2003. – С. 289-296.

222. Справочное пособие по гидравлике, гидромашинам и гидроприводам / Я.М. Вильнер [и др.]; Под общ. ред. Б. Б. Некрасова. - 2-е изд., перераб. и доп.- Минск: Выш. шк., 1985. - 382 с.

223. СТО Газпром 097-2011 Автоматизация. Телемеханизация. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи, транспортировки и подземного хранения газа. Основные положения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://samara-tr.gazprom.ru/d/textpage/8e/142/sto-gazprom-097-2011-avtomatizatsiya.-telemekhanizatsiya.-osnovn.pdf>.

224. СТО Газпром 2-3.3-1203-2020. Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные. Цифровые технологические модели системы сбора и подготовки углеводородов к транспорту. Методика создания, оценки качества и порядок актуализации. ПАО «Газпром». 2020.

225. СТО Газпром 2-3.3-164-2007. Методика по составлению технологического режима работы промысла (УКПГ), с расчетом технологических параметров от пласта до входа в ГКС / ОАО «Газпром». - М.: ОАО «Газпром», 2008. – 63 с.

226. Стекольников, Ю.И. Живучесть систем. – СПб: Политехника, 2002. – 156 с.

227. Стрижнев, К.В. Ремонтно-изоляционные работы на скважинах: теория и практика / К.В. Стрижнев. – СПб.: Недра, 2010. – 560 с.

228. Стрижов, И.Н. Добыча газа / И.Н. Стрижов, И.Е. Ходанович – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 376 с.

229. Суворов, А.И. Комплексная автоматизированная система научных исследований сложных морских объектов / А.И. Суворов: дисс. ... док-ра техн. наук : 05.13.16. - СПб, 1999. - 174 с.
230. Уильямс, С. Винтовые насосные установки Часть 1 [Электронный ресурс] / С. Уильямс, Дж. Ли // ROGTEC. – № 14. – С. 78 – 84. – Режим доступа: [http://www.rogtecmagazine.com/PDF/Issue\\_014/10\\_PCPSystems.pdf](http://www.rogtecmagazine.com/PDF/Issue_014/10_PCPSystems.pdf).
231. Уильямс, С. Винтовые насосные установки Часть 2 [Электронный ресурс] / С. Уильямс, Дж. Ли // ROGTEC. – № 15. – С. 38 – 50. – Режим доступа: [http://www.rogtecmagazine.com/PDF/Issue\\_015/07\\_PCPSystems.pdf](http://www.rogtecmagazine.com/PDF/Issue_015/07_PCPSystems.pdf).
232. Федоров, А.О. Анализ технологий эксплуатации газовых скважин с учетом эффекта самозадавливания / А. О. Федоров // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016 г.: в 2 т. – Томск : Изд-во ТПУ, 2016. – Т. 2. – С. 431-433.
233. Фиайли, К. SQL / К. Фиайли: пер. с англ. Хаванов А.В. – М.: ДМК Пресс; Спб.: Питер, 2004. – 464 с.
234. Филиппов, Е.В. Применение интегрированного моделирования в нефтегазовой отрасли /Е.В. Филиппов, Н.Г. Чумаков, И.Н. Пономарева, Д.А. Мартюшев // Недропользование. – 2020. – Том 20, № 4. – С. 386-400.
235. Флешмен, Р. Механизация добычи для увеличения дебита / Р. Флешмен, О. Харрисон // Нефтегазовое обозрение. – 2000. – Т.5, № 1. – С. 53-71.
236. Фомичев, Н.И. Автоматизированные системы научных исследований: уч. пособ. / Н.И. Фомичев. - Ярославль, 2001. - 112 с.
237. Халкечев, Р.К. Каркасный подход к разработке автоматизированных систем научных исследований в горной промышленности на основе методов определения механических и тепловых свойств геоматериалов / Р.К. Халкечев, К.В. Халкечев // Горный информационно-аналитический бюллетень, 2017. – № 10. – С. 106-112.
238. Халкечев, Р.К. Разработка архитектуры автоматизированной системы научных исследований физических процессов горного производства // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2015. – № 7. – С. 317-323.
239. Халкечев, Р.К. Разработка каркасной мультифрактально-модельной методологии построения АСНИ и АСУ ТП в горной промышленности: дисс. ... докт. техн. наук: 05.13.06 – ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский технологический университет «МИСиС», Москва, 2020 - 495 с.
240. Черкесов, Г.Н. Методы и модели оценки живучести сложных систем [Электронный

ресурс] / Г.Н. Черкесов. – М.: Знание, 1987. – 32 с. – Режим доступа: [http://www.ifel.ru/surv/Res\\_1.pdf](http://www.ifel.ru/surv/Res_1.pdf).

241. Черкесов, Г.Н. Описание подхода к оценке живучести сложных структур при многофакторных воздействиях высокой точности. Часть 1 / Г.Н. Черкесов, А.О.Недосекин // Надежность. – 2016. - № 2. – С. 3 – 15.

242. Черкесов, Г.Н. Описание подхода к оценке живучести сложных структур при многофакторных воздействиях высокой точности. Часть 2 / Г.Н. Черкесов, А.О.Недосекин // Надежность. – 2016. - № 3. – С. 26 – 34.

243. Черкесский, В.М. Насосы, вентиляторы, компрессоры: учебник для теплоэнергетических специальностей вузов: 2-е изд., перераб. и доп./ В.М. Черкесский. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 416 с.

244. Черных, В.А. Математическая теория живучести систем добычи газа // В.А. Черных, В.В. Черных. – М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2015. – 219 с.

245. Шакиров, А.М. Выбор рационального способа механизированной добычи при высокой неопределённости входных данных. / А.М. Шакиров, М. Солеша, И.Т. Мищенко // Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 2011. – №9.

246. Шакиров, А.М. Сравнение способов механизированной добычи нефти по удельной потребляемой мощности. / А.М. Шакиров, М. Солеша// Нефть, Газ и Бизнес. – М.: Нефть и газ РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2011. – №9.

247. Шакиров, А.М. Комплексный подход к выбору рационального способа механизированной добычи на нефтяном месторождении при неопределённости входных данных: дисс. ... канд. техн. наук : 25.00.17. – М., 2012. - 152 с.

248. Шашенкова, Е.А. Исследовательская деятельность: словарь / Е.А. Шашенкова. – М.: УЦ Перспектива, 2010. – 88 с.

249. Шашков, В.Б. Обработка экспериментальных данных и построение эмпирических формул. Курс лекций: учеб. пособие / В.Б. Шашков. - Оренбург: ГОУ ОГУ, 2005. – 150 с.

250. Шеннон, Р. Имитационное моделирование систем - искусство и наука / Р. Шеннон. – М.: Мир, 1978. – 420 с.

251. Ширковский, А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений / А.И. Ширковский. - М.: Недра, 1987. - 347с.

252. Шулятиков, И.В. Технология и оборудование для повышения производительности газовых скважин на заключительном этапе разработки газовых месторождений / И.В. Шулятиков, И.В. Мельников // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2009. - № 5. – С. 68-70.

253. Эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН, на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами / А.Н. Дроздов [и др.] // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2008. - № 10. – С.82-85.

254. Яшин, В. Н. Оценка эффективности автоматизированных информационных систем // Вестник Самарского государственного технического университета. Сер.: Технические науки. 2017. № 3 (55). С. 43-49.
255. Aliyev, E. Development of expert system for artificial lift selection. - Middle East Technical University, 2013. – 127 с.
256. Ansari, A. A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Wellbores / A. Ansari, N. Sylvester, O. Shoham, J. Brill // SPEPF 143, Trans., AIME (1994) 297.
257. Aziz, K. Pressure Drop in Well Production Oil and Gas / K. Aziz, G.W. Govier, M. Fogarasi, J.Cdn.Pet.Tech., 1972, 38 p.
258. Beggs, H.D. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes / H.D. Beggs, J.P. Brill // J. Pet. Tech. – 1973. – № 5. – pp. 607-617.
259. Brill, J.P. Multiphase Flow in Wells / J.P. Brill, H.Mukherjee. – SPE, 1999.
260. Brill, J.P. Two-Phase Flow in Pipes /J.P. Brill, H.D. Beggs. – 6th Edition, 1991.
261. Burgstaller, C. Application of an ESP for Gas Well Deliquification - RAG's Experiences [Электронный ресурс] / C. Burgstaller // Gas Well Deliquification Conference, Groningen, 2013. – режим доступа: <http://www.alrdc.com/workshops/index.htm>.
262. Dunham, C. Gas-Lift A Flexible Method of Artificial Lift / C. Dunham, J.F. Lea // ROGTEC 10 58-78, [https://rogtecmagazine.com/PDF/Issue\\_010/9\\_Gaslift.pdf](https://rogtecmagazine.com/PDF/Issue_010/9_Gaslift.pdf)
263. Duns, H.Jr. Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells / H.Jr. Duns, N.C. Ros. Proc., Sixth World Pet.Cong., Tokyo (1963) 451.
264. Eclipse (среда разработки) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://eclipseide.org>.
265. Epryntsev, A. Improving production efficiency of liquid-loading gas condensate wells with ESPs at north urengoy field / A. Epryntsev and [other] // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16-18 October, Moscow, Russia, 2017, 20 p.
266. Fleshman, R. Artificial Lift for High-Volume Production / R. Fleshman, O. L. Harryson// Oilfield Review. 11(1) 49-63, 1999.
267. Ish D., Ettinger J., Ferris C. Evaluating the Effectiveness of Artificial Intelligence Systems in Intelligence Analysis. 2021. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.rand.org/content/dam/rand/pubs/research\\_reports/RRA400/RRA464-1/RAND\\_RRA464-1.pdf](https://www.rand.org/content/dam/rand/pubs/research_reports/RRA400/RRA464-1/RAND_RRA464-1.pdf).
268. Kaplan, R.S. The balanced scorecard: translating strategy into action / R.S. Kaplan, D.P. Norton. Harvard Business Review Press, 1996. 336 с.
269. Lannom, R. Locating ESP's in Coalbed Methane Wellbores for Optimum Dewatering / R. Lannom, B. Holmes, B. McElduff. – 2005 ESP WORKSHOP, The Woodlands, Texas, April 25-29, 2005.
270. Lea, J. Artificial Lift Selection for Gas Well Deliquification/ J. Lea, R. Lestz, C. Dun-

ham, O. Fasokun // Gas Well De-Liquification Workshop, Denver, Colorado, 2005.

271. Lea, J.F. An Overview of Electric Submersible Pumps Technology / J.F. Lea, K. McGee, S. Mokhatab // ROGTEC 11 58-73 <https://www.petroleumengineers.ru/sites/default/files/11.pdf>

272. Lea, J.F. Gas Well Deliquification / J.F. Lea, H.V. Nickens, M.R. Wells, 2008. – 608 p.

273. Mukherjee, H. Liquid Holdup Correlations for Inclined Two-Phase Flow / H. Mukherjee, J. Brill // J. Pet. Tech. – 1983. – № 4. – pp. 1003-1008.

274. Nexus Suite for Reservoir Simulation [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.landmark.solutions/Nexus-Reservoir-Simulation>.

275. NovometSel-Pro [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.novomet.ru/rus/products/software/novometsel-pro>.

276. Oktavia, T. Asset management system for computer laboratory / T. Oktavia, S. Richard, A. Wongso. Journal of Theoretical and Applied Information Technology. – 2015. – vol. 75. – pp. 103-108.

277. Orkiszewski, J. Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipe / J. Orkiszewski // J. Pet. Tech. – 1967. – № 6. – pp. 829-838.

278. Pipe Flow Software [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://pipeflow.com>.

279. PIPE-FLO [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://eng-software.com/products/pipe-flo>.

280. PROSPER - Petroleum Experts [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.petex.com/products/ipm-suite/prosper/>.

281. Rowlan, L.O. Plunger Lift Analysis, Troubleshooting and Optimization / Rowlan, L.O. // 8th European GWD Conference, Groningen, 14-16 October, 2013.

282. ROXAR. Mette [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://roxar.ru/portfolio/mette/>.

283. Schlumberger [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://software.slb.ru/products>.

284. SharpDevelop [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/SharpDevelop>.

285. SimSci PIPEPHASE [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://software.schneider-electric.com/products/simsci/design/pipephase/>.

286. Solovyov, N.A. Automated System for Substantiation of Commercial Production Recovery from Water-Flooded Gas Wells [Электронный ресурс] / N.A. Solovyov, A.F. Valeev, A.O. Salikhov // International Review of Automatic Control (I.R.E.A.CO.), 2018. - Vol. 11, № 3. - С. 107-112. - 6 с. - Режим доступа: <https://doi.org/10.15866/ireaco.v11i3.13670>.

287. Turner, R.G. Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells / R.G. Turner, M.G. Hubbard, A. E. Dukler // Journal of Petroleum



Technology, 1969. – Nov.

288. Visual Studio [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://visualstudio.microsoft.com>.

289. Weatherford [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://weatherford.com>.

290. Yao Y. Ch. Research on effectiveness evaluation method and application of quality management system of manufacturing enterprise based on interval-valued hesitation fuzzy set [Электронный ресурс], 2017. - Режим доступа: <https://www.extrica.com/article/18937>.

## **ПРИЛОЖЕНИЯ**

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### (справочное)

#### **Документы по защите интеллектуальной собственности, внедрения и апробации результатов диссертационного исследования**

На рисунке А.1 представлен патент на изобретение № 2571321 РФ, МПК E21B 47/047, G01F 23/14. Способ определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины.

На рисунке А.2 – свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2013617790 «Программная система моделирования технологических процессов добычи и сбора продукции из обводненных газовых скважин».

На рисунке А.3 – Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016663248 «Программная система моделирования добычи газа с насосной откачкой пластовой жидкости из обводненных газовых скважин».

На рисунке А.4 – Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019619658 «Автоматизированная система комплексных исследований живучести газовых скважин в условиях обводнения».

На рисунке А.5 – Акты о внедрении результатов работы в Министерстве промышленности и энергетики Оренбургской области и ООО «Газпром добыча Оренбург».

На рисунке А.6 – Акты о внедрении результатов работы в ООО «ВолгоУралНИПИгаз» и ООО «Газпром добыча Надым».

На рисунке А.7 – Акты о внедрении результатов работы в ООО «Парма-Телеком» и ООО «Комита Цифровые технологии».

На рисунке А.8 – Акты использования результатов работы в ФГБОУ ВО «Оренбургский государственный университет» и филиале РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Оренбурге.

На рисунке А.9 – Диплом участника Региональной научной школы-семинара молодых ученых и специалистов в области компьютерной интеграции производства (Оренбург, 2012 г.).

На рисунке А.10 – Сертификат участника II Регионального молодежного инновационного конвента Оренбургской области (Оренбург, 2012 г.).

На рисунке А.11 – Сертификат участника Областной молодежной НПК (Оренбург, 2012 г.).

На рисунке А.12 – Сертификат участника международной НПК «Технические науки: тенденции, перспективы и технологии развития» (Волгоград, 2014 г.).

На рисунке А.13 – Почетная грамота ООО «ВолгоУралНИПИгаз» (Оренбург, 2014 г.).

На рисунке А.14 – Сертификат участника международной НТК «Наука, техника, инно-

вации 2014» (Брянск, 2014 г.).

На рисунке А.15 – Диплом победителя конкурса «Человек года» (Оренбурге, 2014 г.).

На рисунке А.16 – Нагрудный знак победителя конкурса «Золотая молодежь Оренбуржья» в номинации «Молодые ученые и инноваторы» (Оренбург, 2014 г.).

На рисунке А.17 – Диплом победителя конкурса на соискание грантов на выполнение научно-исследовательских работ «УМНИК» Фонда содействию развития (Оренбург, 2015 г.).

На рисунке А.18 – Диплом победителя областной выставки научно-технического творчества молодежи НТТМ (Оренбург, 2015 г.).

На рисунке А.19 – Диплом за лучшую научную разработку XX научно-технической конференции молодых работников ООО «Газпром добыча Оренбург» (Оренбург, 2016 г.).

На рисунке А.20 – Диплом победителя конкурса на соискание персональных стипендии и премий Оренбургской области для молодых ученых (Оренбург, 2016 г.).

На рисунке А.21 – Сертификат участника международной НПК «Технические науки: научные приоритеты учёных» (Пермь, 2016 г.).

На рисунке А.22 – Диплом участника I Всероссийской молодежной научной конференции «Нетрадиционные источники углеводородного сырья – поиски, разведка, разработка Волго-Уральского региона» (Оренбург, 2017 г.).

На рисунке А.23 – Диплом за лучшую научную разработку XXI научно-технической конференции молодых работников ООО «Газпром добыча Оренбург» (Оренбург, 2018 г.).

На рисунке А.24 – Диплом за качественную научную проработку вопроса XXII научно-технической конференции молодых работников ООО «Газпром добыча Оренбург» (Оренбург, 2020 г.).

На рисунке А.25 – Сертификат участника X научно-технической конференции молодых работников ООО «Газпром переработка» (Санкт-Петербург, 2022 г.).

На рисунке А.26 – Диплом I степени XXIII научно-технической конференции молодых работников ООО «Газпром добыча Оренбург» (Оренбург, 2022 г.).

На рисунке А.27 – Сертификат участника XI Молодежной международной НПК ООО «Газпром ВНИИГАЗ» «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность» (Москва, 2023 г.).

На рисунке А.28 – Почетная грамота ООО «Газпром добыча Оренбург» за победу в рейтинговой системе оценки деятельности молодых специалистов «Лидер-2022 и активное участие в научно-техническом, культурно-массовом и спортивном направлениях Совета молодых ученых и специалистов ООО «Газпром добыча Оренбург» (Оренбург, 2023 г.).

На рисунке А.29 – Диплом I степени I межрегиональной НТК молодых работников организаций газовой промышленности «Газпром в Оренбуржье» «Молодежь и наука: цифровая трансформация бизнес процессов предприятия» (Оренбург, 2023 г.).



Рисунок А.1 – Патент на изобретение № 2571321 РФ, МПК E21B 47/047, G01F 23/14. Способ определения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве обводненной газовой скважины



Рисунок А.2 – Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2013617790 «Программная система моделирования технологических процессов добычи и сбора продукции из обводненных газовых скважин»



Рисунок А.3 – Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016663248 «Программная система моделирования добычи газа с насосной откачкой пластовой жидкости из обводненных газовых скважин»



На рисунке А.4 – Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019619658 «Автоматизированная система комплексных исследований живучести газовых скважин в условиях обводнения»



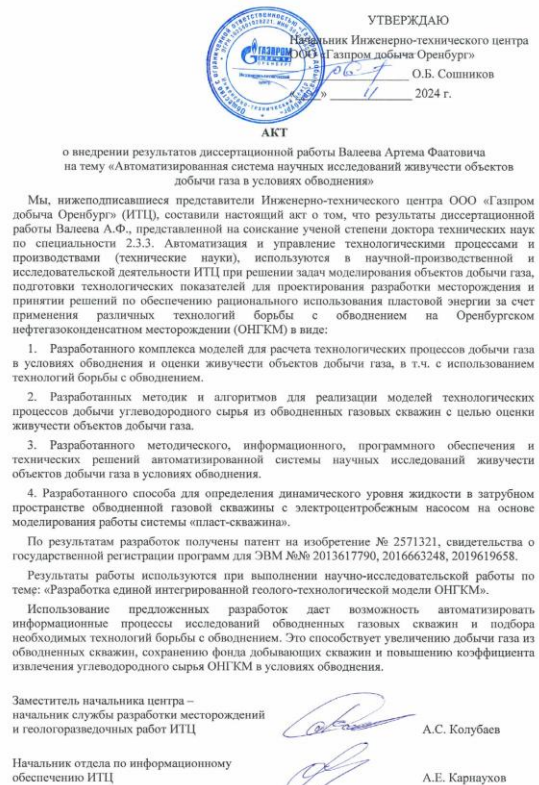
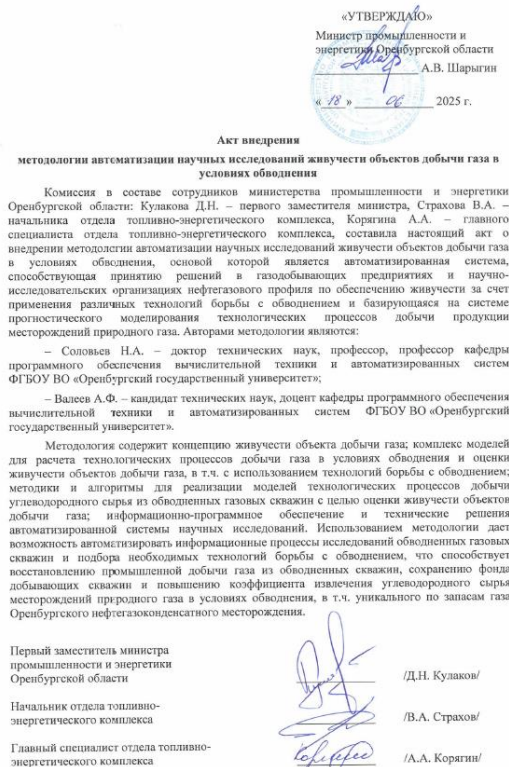


Рисунок А.5 – Акты о внедрении результатов работы в Министерстве промышленности и энергетики Оренбургской области и ООО «Газпром добыча Оренбург»

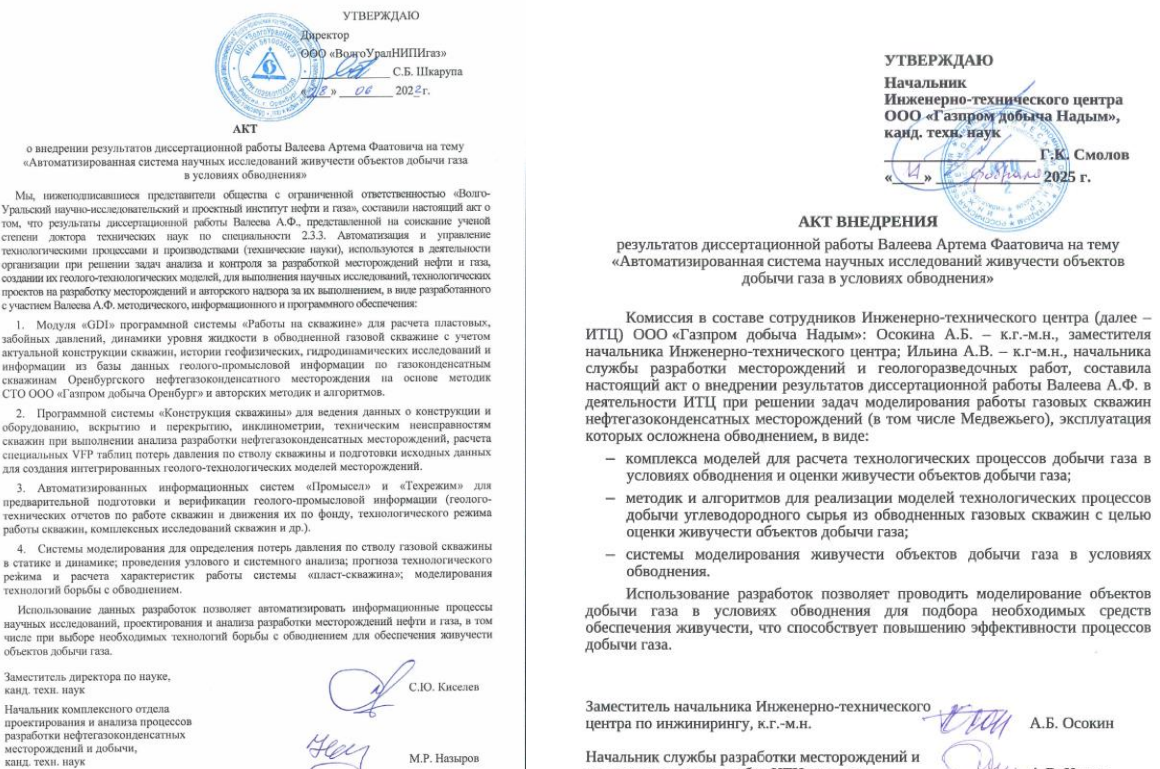
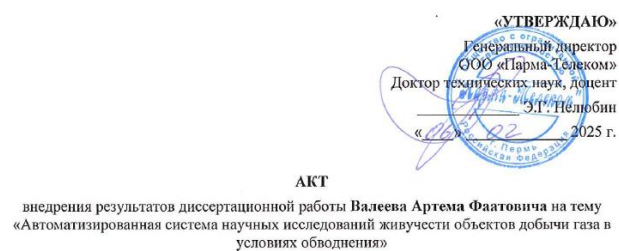


Рисунок А.6 – Акты о внедрении результатов работы в ООО «ВолгоУралНИПИгаз» и ООО «Газпром добыча Надым»



Комиссия в составе: Камалова Р.И. – заместителя генерального директора по решениям для нефтегазового сектора, Крохалева А.С. – директора департамента цифровой трансформации нефтегазовых компаний, Вильданова Э.Р. – заместителя директора по внедрению цифровых решений подтверждает, что результаты диссертационной работы Валеева А.Ф. используются в научно-технической деятельности ООО «Парма-Телеком». А именно при решении задач прогностического моделирования работы газовых скважин газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, эксплуатация которых осложнена обводнением, с помощью моделей, методик и алгоритмов системы моделирования в составе автоматизированной системы научных исследований живучести объектов добычи газа (далее – АСНИ).

Использование АСНИ позволяет повысить эффективность научных исследований объектов добычи газа за счет автоматизации информационных процессов подбора необходимых технологий борьбы с обводнением по критерию живучести.

Председатель комиссии Р.И. Камалов  
Члены комиссии А.С. Крохалев  
Э.Р. Вильданов



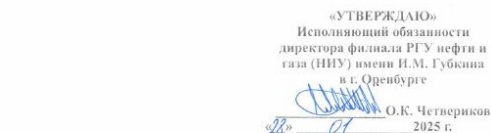
Участники комиссии в составе:  
председатель: руководитель направления машинного обучения, канд. техн. наук  
Евсеев А.С.,  
члены комиссии: руководитель проектов Астаева Н.Ю.,  
ведущий аналитик Майоров Д.А.  
составили настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы Валеева А.Ф. (концепция живучести объекта добычи газа и методологии автоматизации научных исследований живучести объектов добычи газа в условиях обводнения месторождений природного газа, модели, методики и алгоритмы разработанной автоматизированной системы научных исследований) учтены и использованы в научной-производственной деятельности Общества с ограниченной ответственностью «Комита Цифровые технологии» при разработке математического, информационного и программного обеспечения программно-аппаратных систем для реализации цифровых двойников (комплексных моделей) газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, разработка которых осложняется обводнением скважин.

Председатель комиссии А.С. Евсеев  
Члены комиссии: Н.Ю. Астаева  
Д.А. Майоров

Рисунок А.7 – Акты о внедрении результатов работы в ООО «Парма-Телеком» и ООО «Комита Цифровые технологии».



Филиал федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» в г. Оренбурге



Комиссия в составе: председателя – заведующего отделением эксплуатации систем трубопроводного транспорта и автоматизации технологических процессов (ЭСТТАП) филиала РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Оренбурге, канд. пед. наук, доцента Дудко А.В.; членов комиссии: заведующего отделением разработки и эксплуатации нефтяных, газовых месторождений, канд. филос. наук, доцента Калинин А.Е., доцента отделения ЭСТТАП, канд. пед. наук Ванчиной М.А. составила настоящий акт в том, что материалы диссертационной работы Валеева А.Ф. используются в процессе обучения студентов по направлениям подготовки:

- 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств» по дисциплинам: «Автоматизация технологических процессов» и «Компьютерное моделирование технологических процессов»;
- 21.03.01 «Нефтегазовое дело» по дисциплинам «Основы автоматизации технологических процессов нефтегазового производства» и «Система АРМ в добыче газа».

Председатель комиссии: А.В. Дудко  
Члены комиссии: А.Е. Калинин  
М.А. Ванчинова

Рисунок А.8 – Акты использования результатов работы в ФГБОУ ВО «Оренбургский государственный университет» и филиале РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Оренбурге





Рисунок А.9 – Диплом участника Региональной научной школы-семинара молодых ученых и специалистов в области компьютерной интеграции производства (Оренбург, 2012 г.)



Рисунок А.10 – Сертификат участника II Регионального молодежного инновационного конвента Оренбургской области (Оренбург, 2012 г.)



Рисунок А.11 – Сертификат участника Областной молодежной НПК (Оренбург, 2012 г.)



Рисунок А.12 – Сертификат участника международной НПК «Технические науки: тенденции, перспективы и технологии развития» (Волгоград, 2014 г.)



Рисунок А.13 – Почетная грамота ООО «ВолгоУралНИПИгаз» (Оренбург, 2014 г.)



Рисунок А.14 – Сертификат участника международной научно-технической конференции «Наука, техника, инновации 2014» (Брянск, 2014 г.)





Рисунок А.15 – Диплом победителя конкурса «Человек года» (Оренбурге, 2014 г.)



Рисунок А.16 – Нагрудный знак победителя конкурса «Золотая молодежь Оренбуржья» в номинации «Молодые ученые и инноваторы» (Оренбург, 2014 г.)



Рисунок А.17 – Диплом победителя конкурса на соискание грантов на выполнение научно-исследовательских работ «УМНИК» Фонда содействию развития (Оренбург, 2015 г.)

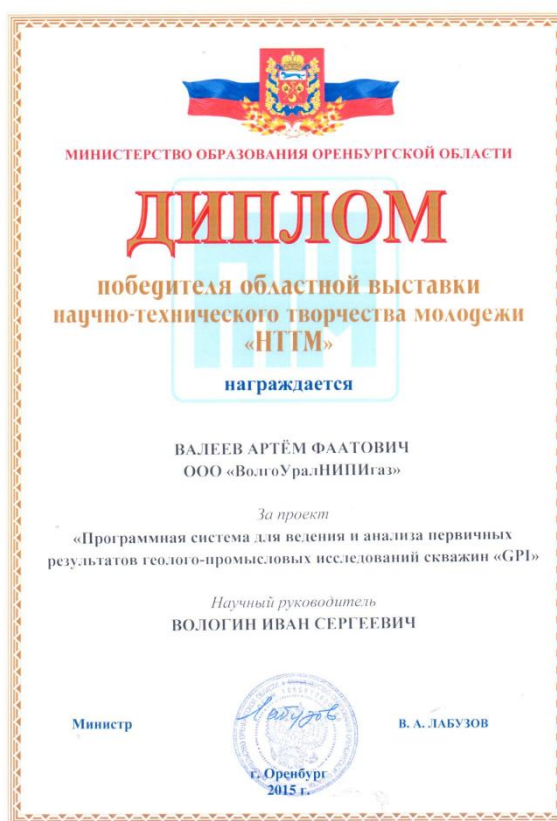


Рисунок А.18 – Диплом победителя областной выставки научно-технического творчества молодежи НТТМ (Оренбург, 2015 г.)



Рисунок А.19 – Диплом за лучшую научную разработку XX научно-технической конференции молодых работников ООО «Газпром добыча Оренбург» (Оренбург, 2016 г.)



Рисунок А.20 – Диплом победителя конкурса на соискание персональных стипендии и премий Оренбургской области для молодых ученых (Оренбург, 2016 г.)





Рисунок А.21 – Сертификат участника международной НПК «Технические науки: научные приоритеты учёных» (Пермь, 2016 г.)



Рисунок А.22 – Диплом участника I Всероссийской молодежной научной конференции «Нетрадиционные источники углеводородного сырья – поиски, разведка, разработка Волго-Уральского региона» (Оренбург, 2017 г.)



Рисунок А.23 – Диплом за лучшую научную разработку XXI научно-технической конференции молодых работников ООО «Газпром добыча Оренбург» (Оренбург, 2018 г.)

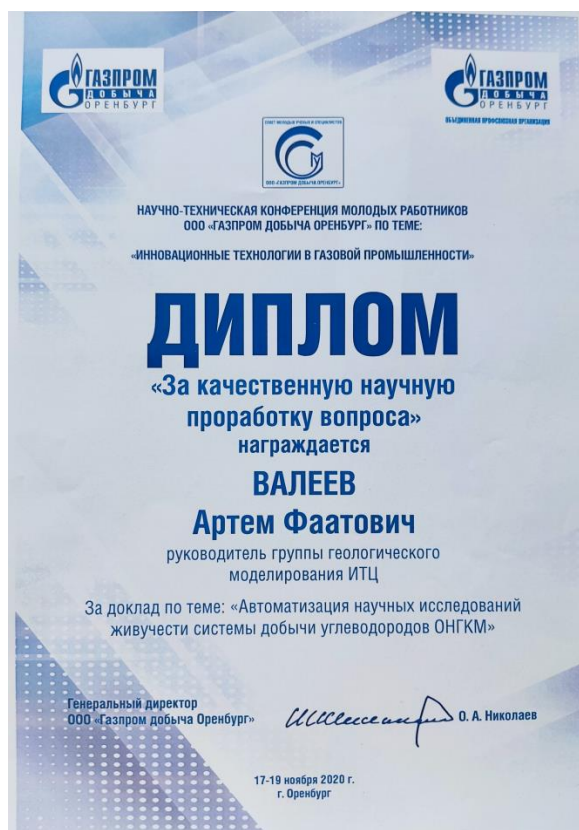


Рисунок А.24 – Диплом за качественную научную проработку вопроса XXII научно-технической конференции молодых работников ООО «Газпром добыча Оренбург» (Оренбург, 2020 г.)





Рисунок А.25 – Сертификат участника X научно-технической конференции молодых работников ООО «Газпром переработка» (Санкт-Петербург, 2022 г.)



Рисунок А.26 – Диплом I степени XXIII научно-технической конференции молодых работников ООО «Газпром добыча Оренбург» (Оренбург, 2022 г.)



Рисунок А.27 – Сертификат участника XI Молодежной международной НПК ООО «Газпром ВНИИГАЗ» «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность» (Москва, 2023 г.)



Рисунок А.28 – Почетная грамота ООО «Газпром добыча Оренбург» за победу в рейтинговой системе оценки деятельности молодых специалистов «Лидер-2022 и активное участие в научно-техническом, культурно-массовом и спортивном направлениях Совета молодых ученых и специалистов ООО «Газпром добыча Оренбург» (Оренбург, 2023 г.)



Рисунок А.29 – Диплом I степени I межрегиональной НТК молодых работников организаций газовой промышленности «Газпром в Оренбуржье» «Молодежь и наука: цифровая трансформация бизнес процессов предприятия» (Оренбург, 2023 г.)

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(справочное)

Справочные данные и зависимости для моделирования объектов добычи газа

**Абсолютная отметка [104]**

Глубину скважины по вертикали на абсолютной отметке (а.о.) средневзвешенной плоскости залежи  $H_{a.o.}$ , м, находим по соотношению

$$H_{a.o.} = Alt + AO, \quad (Б.1)$$

где  $Alt$  – альтитуда ротора, для скважин Основной залежи ОНГКМ от 70 до 180 м;

$AO$  – глубина по вертикали от уровня Балтийского моря до средневзвешенной плоскости, для Основной залежи ОНГКМ равна минус 1633 м.

**Избыточное давление**

Избыточное (манометрическое) давление  $P_u$  [104]

$$P_u = P_n - P_{am}, \quad (Б.2)$$

где  $P_n$  – полное или абсолютное давление при заданных условиях;

$P_{am}$  – атмосферное (барометрическое) давление при заданных условиях (высоте над уровнем моря, температуре, давлении).

Для расчетов потерь давлений в системе ПСШ используются абсолютные давления, поэтому к показаниям манометров, замеряющих избыточные давления, прибавляют значение атмосферного давления.

**Давление, температура и плотность воздуха при нормальных и стандартных условиях [134]**

Нормальные условия (НУ):

- Давление  $P_{НУ}$  равно 0,0993 МПа.
- Температура  $T_{НУ}$  равна 273,15 К.
- Плотность воздуха  $\rho_{возд НУ}$  равна 1,205 кг/м<sup>3</sup> [77].
- Плотность воды  $\rho_{в НУ}$  равна 1000 кг/м<sup>3</sup>.
- Вязкость воды  $\mu_{в НУ}$  равна 1 мПа×с

*Стандартные условия (СтУ):*

- Давление  $P_{СтУ}$  равно 0,1013 МПа.
- Температура  $T_{СтУ}$  равна 293,15 К.
- Плотность воздуха  $\rho_{возд СтУ}$  равна 1,29 кг/м<sup>3</sup> [77].

***Плотность газовой смеси*** [104]

Плотность газовой смеси  $\rho_z$ , состоящей из  $n$  компонентов:

$$\rho_z = \sum_{i=1}^n x_i \cdot \rho_i, \quad (\text{Б.3})$$

где  $x_i$  – мольная доля компонента  $i$ ;

$\rho_i$  – плотность компонента  $i$  при заданных условиях расчета, кг/м<sup>3</sup>.

***Плотность жидкости при известных плотностях конденсата и воды***

Плотность жидкости  $\rho_{жс}$ , состоящей из конденсата и воды:

$$\rho_{жс} = \frac{\rho_k \cdot G_k + \rho_v^2 \cdot (Q_v/1000)}{G_k + \rho_v \cdot (Q_v/1000)}, \quad (\text{Б.4})$$

где  $\rho_k, \rho_v$  – плотность конденсата и воды, кг/м<sup>3</sup>;

$G_k$  – массовый расход конденсата, т/сут;

$Q_v$  – объемный расход воды в, м<sup>3</sup>/сут.

***Алгоритм расчета вязкости конденсата при заданной температуре***  
[148]

**Шаг 1.** Рассчитывается относительная (по воде)  $\bar{\mu}_{кНУ}$  динамическая вязкость дегазированного конденсата при НУ

$$\begin{cases} \bar{\mu}_{кНУ} = \left( \frac{0,658 \bar{\rho}_k^{-2}}{0,886 - \bar{\rho}_k} \right) & \text{при } 0,845 < \bar{\rho}_k < 0,924, \\ \bar{\mu}_{кНУ} = \left( \frac{0,456 \bar{\rho}_k^{-2}}{0,883 - \bar{\rho}_k} \right) & \text{при } 0,78 < \bar{\rho}_k < 0,845, \end{cases} \quad (\text{Б.5})$$

где  $\bar{\rho}_k$  – относительная плотность конденсата (по воде), находится по зависимости

$$\bar{\rho}_\kappa = \rho_{\kappa HY} / \rho_{в HY}. \quad (\text{Б.6})$$

**Шаг 2.** Найти относительную динамическую вязкость дегазированного конденсата  $\bar{\mu}_\kappa$  при искомой температуре  $T$  в К

$$\bar{\mu}_\kappa = \frac{1}{c} \cdot (c \cdot \bar{\mu}_{\kappa HY})^a, \quad (\text{Б.7})$$

где

$$a = \frac{1}{1 + b \cdot (T - 293,15) \cdot \lg(c \cdot \bar{\mu}_{\kappa HY})}, \quad (\text{Б.8})$$

$$\begin{cases} b = 2,25 \text{ (1/К)}, \quad c = 10 & \text{при } \bar{\mu}_{\kappa HY} \geq 1000, \\ b = 1,44 \text{ (1/К)}, \quad c = 100 & \text{при } 10 \leq \bar{\mu}_{\kappa HY} < 1000, \\ b = 0,76 \text{ (1/К)}, \quad c = 1000 & \text{при } \bar{\mu}_{\kappa HY} < 10, \end{cases} \quad (\text{Б.9})$$

**Шаг 3.** Найти вязкость дегазированного конденсата  $\mu_\kappa$ , мПа×с, при температуре  $T$

$$\mu_\kappa = \bar{\mu}_\kappa \cdot \bar{\mu}_{в HY}. \quad (\text{Б.10})$$

### **Молекулярная масса газовой смеси [88]**

Молекулярная масса газовой смеси  $M$ , состоящей из  $n$  компонентов:

$$M = \sum_{i=1}^n x_i M_i, \quad (\text{Б.11})$$

где  $x_i$  – мольная доля компонента  $i$ ;

$M_i$  – молекулярная масса компонента  $i$ .

**Относительная (по воздуху) плотность газа  $\bar{\rho}_\varepsilon$**  при заданных условиях расчета [88]

$$\bar{\rho}_\varepsilon = \rho_\varepsilon / \rho_{возд}, \quad (\text{Б.12})$$

где  $\rho_\varepsilon$  – плотность газа при заданных условиях;

$\rho_{возд}$  – плотность воздуха при заданных условиях.

**Критические параметры – температура и давление [194]**

Критические температура  $T_{кр}$  в К и давление  $P_{кр}$  в МПа

$$T_{кр} = 94,717 + 170,8 \overline{\rho_2}; \quad (Б.13)$$

$$P_{кр} = 4,892 - 0,4048 \overline{\rho_2}; \quad (Б.14)$$

**Температура**

Температура на устье (абсолютной отметке средневзвешенной плоскости залежи) скважины принимается по данным замера либо равна 283,15 (303,15) (К). Предполагается, что температура в скважине от забоя к устью изменяется линейно.

Температура на глубине верха (середины, низа) перфорации  $T$  в К находится по зависимости

$$T = T_y + (T_{заб} - T_y) \cdot (H / H_{заб}), \quad (Б.15)$$

где  $T_y$ ,  $T_{заб}$  – температура на устье и забое скважины, К;

$H_{заб}$  – глубина забоя скважины, м;

$H$  – глубина верха (середины, низа) интервала перфорации, м.

**Коэффициент сверхсжимаемости газа в рабочих условиях**

Коэффициент сверхсжимаемости газовой смеси  $Z_{cp}$  в РУ – при заданных температуре и давлении [194]

$$Z_{cp} = \left( 0,4 \lg \left( \frac{T_{cp}}{T_{кр}} \right) + 0,73 \right)^{\frac{P_{cp}}{P_{кр}}} + \frac{P_{cp}}{P_{кр}}, \quad (Б.16)$$

где  $P_{cp}$  – давление смеси в РУ, МПа;

$P_{кр}$  – критическое давление, МПа, определяется по (Б.14);

$T_{cp}$  – температура смеси в РУ, К;

$T_{кр}$  – критическая температура, К, находится по (Б.13).

**Плотность газа в РУ [194]**

Плотность газовой смеси  $\rho_{гРУ}$  при заданных температуре и давлении (РУ)

$$\rho_{гРУ} = \frac{\rho_{гСтУ} \cdot P_{cp} \cdot T_{СтУ}}{P_{СтУ} \cdot T_{cp} \cdot Z_{cp}}, \quad (Б.17)$$

где  $\rho_{г}$  – плотность смеси при СтУ, кг/м<sup>3</sup>;

$P_{CmY}$  – давление при СтУ, МПа;

$T_{CmY}$  – температура при СтУ, К.

### **Уравнение материального баланса для газового режима**

Уравнение материального баланса, используемое в качестве основы метода падения пластового давления для подсчета запасов газа, имеет вид [5-6]:

$$\frac{P_{пл.t}}{Z_t} = \frac{P_{пл.н} \cdot V_n}{Z_n \cdot V_t} - \frac{P_{ам} \cdot T_{пл}}{V_t \cdot T_{см}} Q_{гн.t} \quad (Б.18)$$

где  $P_{пл.t}$ ,  $P_{пл.н}$ ,  $P_{ам}$  – пластовое давление в момент времени  $t$ , начальное пластовое давление и атмосферное давление, МПа;

$Z_t$ ,  $Z_n$  – коэффициент сверхсжимаемости газа при текущих и начальных давлениях и температуре;

$T_{пл}$ ,  $T_{см}$  – пластовая и стандартная температура, К;

$V_n$ ,  $V_t$  – начальный и текущий газонасыщенный объем зоны дренирования скважины, млрд м<sup>3</sup>;

$Q_{гн.t}$  – объем добытого газа на момент времени  $t$ , млрд м<sup>3</sup>.

При  $V_t = V_n$  пластовое давление в момент времени  $t$  определяется по выражению:

$$P_{пл.t} = \frac{P_{пл.н} \cdot Z_t}{Z_n} \left( 1 - \frac{Q_{гн.t}}{Q_{гдр}} \right) \quad (Б.19)$$

где  $Q_{гдр}$  – дренируемые запасы газа, млрд м<sup>3</sup>.

### **Фонтанные и обсадные трубы**

Значения абсолютной шероховатости труб, используемых в газовой промышленности, представлены в таблице Б.1 [194, С. 120].

Основные размеры отечественных фонтанных и обсадных труб представлены в таблице Б.2 [194, С. 122].



Таблица Б.1 – Шероховатость труб

Материалы и условия эксплуатации труб	Абсолютная шероховатость, $10^{-3}$ м	
	минимальное значение	максимальное значение
Новые стальные трубы	0,04	0,1
Стальные, после нескольких лет эксплуатации	0,06	0,2
Стальные, после нескольких лет эксплуатации, коррозированные	0,05	0,5
Стальные, после длительной эксплуатации, сильно коррозированные и загрязненные	0,05	1

Таблица Б.2 – Основные размеры отечественных фонтанных и обсадных труб

Трубы	Диаметр труб, $10^{-3}$ м		Толщина стенки, $10^{-3}$ м
	внешний	внутренний	
Фонтанные ГОСТ 3845-75	48,3	40,3	4
	60,3	50,3	5
	73,0	62,0	5,5
	88,9	76,0	6,45
	101,6	88,6	6,5
	114,3	100,3	7
Обсадные ГОСТ 6238-77	114,3	100,3	7
	127	113	7
	139,7	123,7	8
	146	130	8
	168,3	150,3	9
	177,8	163,8	7
	193,7	175,7	9

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

(справочное)

## Исходный текст программного обеспечения АСНИ ЖОДГ

(фрагменты некоторых модулей)

```

namespace ASMProdWell.Components
{
[Table("Well")]
class WateredWell : DryWell
{
    /// <summary>
    /// Водный флюид
    /// </summary>
    [NotMapped]
    public WaterFluid WaterFluid { get; set; }

    /// <summary>
    /// Эквивалентная затрубному пространству труба
    /// </summary>
    [NotMapped]
    private Tubing AnnularTubing { get; set; }

    /// <summary>
    /// Задание компонентов обводненной скважины
    /// </summary>
    /// <param name="wellheadPressure">Давление на
    устье (МПа)</param>
    /// <param name="wellheadTemperature">Температура
    на устье (K)</param>
    /// <param name="bottomholeTemperature">Температура на за-
    бое (K)</param>
    public void InitWell(double wellheadPressure, double
    wellheadTemperature,
    double bottomholeTemperature, double nglDensity, dou-
    ble waterDensity)
    {
        base.InitWell( wellheadPressure, wellheadTemperature,
        bottomholeTemperature, nglDensity);
        WaterFluid = new WaterFluid(waterDensity); // Не ра-
        ботает
        NaturalGasLiquidsFluid = new NaturalGasLiquidsFlu-
        id(nglDensity); // Не работает
    }

    /// <summary>
    /// Критический дебит газа, для выноса жидкости
    /// </summary>
    /// <param name="P">Среднее давление газа
    (МПа)</param>
    /// <returns></returns>
    public double CriticalGasDischarge(double P)
    {
        double t = 86400; // секунд в сутках

        double d = Tubing.PipeDiameter;
        P = P * 145.04; //Перевод МПа в фунт/кв. дюйм
        double Vc = 4.434 * Math.Pow((67 - 0.0031 * P), 0.25) /
        Math.Pow((0.0031 * P), 0.5); // футов / сек
        Vc = Vc * 0.3048; // Перевод фут/с в м/с
        double S = 3.14 * d * d / 4;
        //Расход измеряется в тыс.куб.м/сут
        double Qc = S * Vc * t / 1000;
        return Qc;
    }

    /// <summary>
    /// Функция моделирования работы обводненной
    фонтанной скважины
    /// </summary>
    /// <param name="eps">Точность с которой будет
    рассчитываться забойное давление (безразмер-
    ная)</param>
    /// <param name="A">Коэффициент притока жидко-
    сти А (безразмерная)</param>
    /// <param name="B">Коэффициент притока жидко-
    сти В (безразмерная)</param>
    /// <param name="bottomHolePressure">Забойное дав-
    ление (МПа)</param>
    /// <param name="waterDischarge">Расход жидкости
    (м3/сут)</param>
    /// <param name="nglDischarge">Расход газового кон-
    денсата (м3/сут)</param>
    /// <returns>Дебит газа в стандартных условиях
    (тыс.куб.м/сут)</returns>
    public double Modeling(double eps, out double bottom-
    HolePressure, out double waterDischarge, out double
    nglDischarge)
    {
        double maxGasQ = Layer.GetMaxGasDischarge();
        double gasQ = maxGasQ / 2;
        double step = gasQ / 2;
        double P1, P2, waterQ;
        do
        {
            P2 = Layer.GetBottomholePressure(gasQ);

            waterQ = Layer.GetWaterDischarge(P2);
            double nglQ = NaturalGasLiquidsFlu-
            id.CalculateVolumeDischarge(Layer.NaturalGasLiquids
            Factor, gasQ);
            LiquidFlow liquidFlow = new LiquidFlow(nglQ, Natu-
            ralGasLiquidsFluid, waterQ, WaterFluid);
            GasFlow gasFlow = new GasFlow(GasFluid, gasQ,
            WellHeadPressure, WellHeadTemperature);

```

```
P1 = Tubing.GetBottomholePressure(gasFlow, liquidFlow, BottomholeTemperature);
```

```
// Если увеличиваем Q, то:
// -P1 увеличивается, т.к. устьевое давление константно, а дебит увеличен, следовательно,
// увеличивается забойное давление.
// -P2 уменьшается, т.к. пластовое давление константно, а приток к забою увеличивается, следовательно,
// должно уменьшиться забойное давление.
```

```
//
// Аналогично, когда Q уменьшается, то P1 уменьшается а P2 увеличивается.
```

```
//
// Отсюда, если давление P1 больше давления P2, значит нужно брать левое половинное деление иначе берем правое половинное значение.
```

```
if (Math.Abs(P1 - P2) <= eps) break;
```

```
if (P1 > P2) gasQ = gasQ - step;
```

```
else gasQ = gasQ + step;
```

```
if (gasQ < 0 || gasQ > maxGasQ)
```

```
{
    gasQ = 0;
    break;
}
```

```
step = step / 2;
```

```
} while (true);
```

```
    bottomHolePressure = P1;
```

```
    waterDischarge = waterQ;
```

```
nglDischarge = NaturalGasLiquidsFluid.CalculateMassDischarge(Layer.NaturalGasLiquidsFactor, gasQ);
```

```
    return gasQ;
```

```
}
```

```
/// <summary>
```

```
/// Функция моделирования работы обводненной скважины с погружным насосом
```

```
/// </summary>
```

```
/// <param name="eps">Точность с которой будет рассчитываться забойное давление (безразмерная)</param>
```

```
/// <param name="pump"></param>
```

```
/// <param name="dynamicH">Динамический уровень пластовой жидкости, отсчитывается от входа в насос (м)</param>
```

```
/// <param name="bottomHolePressure">Забойное давление (МПа)</param>
```

```
/// <param name="waterDischargeWater">Расход жидкости (м3/сут)</param>
```

```
/// <param name="nglDischarge">Дебит газового конденсата (м3/сут)</param>
```

```
/// <returns>Дебит газа в стандартных условиях (тыс.куб.м/сут)</returns>
```

```
public double Modeling(double eps, Pump pump, double dynamicH,
```

```
out double bottomHolePressure, out double waterDischargeWater, out double nglDischarge)
```

```
{
```

```
///Скважина делится на 3 части:
```

```
//topPartWell - часть затрубного пространства, выше динамического уровня
```

```
//bottomPartWell - часть затрубного пространства, ниже динамического уровня
```

```
//innerPartWell - НКТ
```

```
double topPartLength = Tubing.Length - dynamicH;
```

```
double dynamicHTemperature = BottomholeTemperature + (WellHeadTemperature - BottomholeTemperature) * (dynamicH / Tubing.Length);
```

```
AnnularTubing = new Tubing(Tubing.GetEquivalentAnnularDiameter(), 0, Tubing.PipeRoughness, topPartLength, topPartLength, 0, Tubing.NumberOfSegments);
```

```
DryWell topPartWell = new DryWell(Layer, GasFluid, AnnularTubing, WellHeadPressure, WellHeadTemperature, dynamicHTemperature, NaturalGasLiquidsFluid);
```

```
double Ph; //давление в точке динамического уровня
```

```
double gasQ = topPartWell.Modeling(eps, out Ph, out nglDischarge);
```

```
bottomHolePressure = Ph + WaterFluid.CalculateColumnPressure(dynamicH);
```

```
//Давление для притока воды берется как давление на середине динамического уровня
```

```
double waterPress = Ph + WaterFluid.CalculateColumnPressure(dynamicH / 2);
```

```
waterDischargeWater = Layer.GetWaterDischarge(bottomHolePressure);
```

```
return gasQ;
```

```
}
```

```
/// <summary>
```

```
/// Функция высчитывания забойного давления остановленной скважины по затрубному давлению (МПа)
```

```
/// </summary>
```

```
public double CalculateStaticBottomholePressureByAnnularTubing(double annularWellheadPressure)
```

```
{
```

```
AnnularTubing = new Tubing(Tubing.GetEquivalentAnnularDiameter(), 0, Tubing.PipeRoughness,
```

```
Tubing.Length, Tubing.Length, 0, Tubing.NumberOfSegments);
```

```
DryWell well = new DryWell(Layer, GasFluid, AnnularTubing, annularWellheadPressure,
```

```
WellHeadTemperature, BottomholeTemperature, NaturalGasLiquidsFluid);
```

```
GasFlow gasFlow = new GasFlow(GasFluid, 0, annularWellheadPressure, WellHeadTemperature);
```

```
double Pb = well.Tubing.CalculateStaticBottomholePressure(gasFlow,
```

```
, BottomholeTemperature);
```

```
return Pb;
```

```
}
```

```

/// <summary>
/// Функция высчитывания забойного давления об-
водненной скважины по расходу газа (МПа)
/// </summary>
/// <param name="gasDischarge">Расход газа в стан-
дартных условиях (тыс.куб.м/сут)</param>
public double CalculateBottomholePressure(double
gasDischarge)
{
//создается новый Tubing чтобы не перезаписывать
SegmentFlows
Tubing tubing = new Tubing(Tubing.PipeDiameter, Tub-
ing.PipeWallThickness, Tubing.PipeRoughness,
Tubing.Length, Tubing.Depth, Tubing.TubingDiameter,
Tubing.NumberOfSegments);

double gasQ = gasDischarge;

double P2 = Layer.GetBottomholePressure(gasQ);
double waterQ = Layer.GetWaterDischarge(P2);
double nglQ = NaturalGasLiquidsFlu-
id.CalculateVolumeDischarge(Layer.NaturalGasLiquids
Factor, gasQ);

LiquidFlow liquidFlow = new LiquidFlow(nglQ, Natu-
ralGasLiquidsFluid, waterQ, WaterFluid);
GasFlow gasFlow = new GasFlow(GasFluid, gasQ,
WellHeadPressure, WellHeadTemperature);
double Pb = tubing.GetBottomholePressure(gasFlow,
BottomholeTemperature);

return Pb;
}

/// <summary>
/// Функция получения точек кривых притока P2 и
оттока P1 для узлового анализа обводненной сква-
жины (без откачки)
/// </summary>
/// <param name="num">Число точек</param>
/// <param name="P1">Массив значений забойного
давления для точек кривой оттока с забоя
(МПа)</param>
/// <param name="P2">Массив значений забойного
давления для точек кривой притока из пласта к забюю
(МПа)</param>
/// <param name="gasDischarge">Массив значений
дебита газа (тыс.куб.м/сут)</param>
/// <param name="waterDischarge">Массив значений
дебит воды (м3/сут)</param>
public void GetPointsForNodeAnalyze(int num, out dou-
ble[] P1, out double[] P2,
out double[] gasDischarge, out double[] waterDischarge)
{
P1 = new double[num];
P2 = new double[num];
gasDischarge = new double[num];
waterDischarge = new double[num];
double maxQ = Layer.GetMaxGasDischarge();
double step = maxQ / num;
double gasQ = step;

```

```

//создается новый Tubing чтобы не перезаписывать
SegmentFlows
Tubing tubing = new Tubing(Tubing.PipeDiameter, Tub-
ing.PipeWallThickness, Tubing.PipeRoughness,
Tubing.Length, Tubing.Depth, Tubing.TubingDiameter,
Tubing.NumberOfSegments);
for (int i = 0; i < num; i++)
{
gasDischarge[i] = gasQ;
P2[i] = Layer.GetBottomholePressure(gasQ);

double waterQ = Layer.GetWaterDischarge(P2[i]);
double nglQ = NaturalGasLiquidsFlu-
id.CalculateVolumeDischarge(Layer.NaturalGasLiquids
Factor, gasQ);
LiquidFlow liquidFlow = new LiquidFlow(nglQ, Natu-
ralGasLiquidsFluid, waterQ, WaterFluid);
GasFlow gasFlow = new GasFlow(GasFluid, gasQ,
WellHeadPressure, WellHeadTemperature);

P1[i] = tubing.GetBottomholePressure(gasFlow, liquid-
Flow, BottomholeTemperature);
waterDischarge[i] = waterQ;
gasQ += step;
}
}

```

```

/// <summary>
/// Функция получения точек кривых притока P2 и
оттока P1 по затрубному пространству для узлового
анализа
/// обводненной скважины (с откачкой насосом)
/// </summary>
/// <param name="dynamicH">Динамический уровень
пластовой жидкости, отсчитывается от входа в насос
(м)</param>
/// <param name="num">Число точек</param>
/// <param name="P1">Массив значений забойного
давления для точек кривой оттока с забоя
(МПа)</param>
/// <param name="P2">Массив значений забойного
давления для точек кривой притока из пласта к забюю
(МПа)</param>
/// <param name="gasDischarge">Массив значений
дебита газа (тыс.куб.м/сут)</param>
/// <param name="waterDischarge">Массив значений
дебит воды (м3/сут)</param>
public void GetPointsAnnularTubingNodeAn-
alyze(double dynamicH, int num, out double[] P1,
out double[] P2, out double[] gasDischarge, out double[]
waterDischarge)
{
double topPartLength = Tubing.Length - dynamicH;
double dynamicHTemperature = BottomholeTempera-
ture + (WellHeadTemperature - BottomholeTempera-
ture) * (dynamicH / Tubing.Length);

P1 = new double[num];
P2 = new double[num];
gasDischarge = new double[num];
waterDischarge = new double[num];

```

```

double maxQ = Layer.GetMaxGasDischarge();
double step = maxQ / num;
double gasQ = step;

//создается новый Tubing чтобы не перезаписывать
SegmentFlows
Tubing annularTubing = new Tub-
ing(AnnularTubing.PipeDiameter, AnnularTub-
ing.PipeWallThickness,
AnnularTubing.PipeRoughness, AnnularTubing.Length,
AnnularTubing.Depth,
AnnularTubing.TubingDiameter, AnnularTub-
ing.NumberOfSegments);
//Для затрубного пространства свободного от жидко-
сти создаем эквивалент сухой скважины
DryWell topPartWell = new DryWell(Layer, GasFluid,
annularTubing, WellHeadPressure,
WellHeadTemperature, dynamicHTemperature, Natu-
ralGasLiquidsFluid);

for (int i = 0; i < num; i++)
{
    gasDischarge[i] = gasQ;

    GasFlow gasFlow = new GasFlow(GasFluid, gasQ,
    WellHeadPressure, WellHeadTemperature);

    P2[i] = topPart-
    Well.Layer.GetBottomholePressure(gasQ);
    P1[i] = topPart-
    Well.Tubing.GetBottomholePressure(gasFlow, dynam-
    icHTemperature);
    //Давление для притока воды берется как давление на
    середине динамического уровня
    double waterPres = P2[i] + WaterFlu-
    id.CalculateColumnPressure(dynamicH / 2);
    waterDischarge[i] = Lay-
    er.GetWaterDischarge(waterPres);

    gasQ += step;
}

/// <summary>
/// Получение параметров сегментов затруба
/// </summary>
/// <param name="H">Глубина отсчитывается от
устья(м)</param>
/// <param name="P">Давление (МПа)</param>
/// <param name="T">Температура (К)</param>
public void GetSegmentParametersAnnularTub-
ing(double dynamicH, out double[] H, out double[] P,
out double[] T)
{
    int num = AnnularTubing.NumberOfSegments + 2;
    P = new double[num];
    T = new double[num];
    H = new double[num];

    double stepH = AnnularTubing.Depth / (num - 2);
    double depth = 0;

```

```

for (int i = 0; i < AnnularTubing.NumberOfSegments;
i++)
{
    H[i] = depth;
    P[i] = AnnularTubing.SegmentFlows[i].TopPressure;
    T[i] = AnnularTub-
    ing.SegmentFlows[i].TopTemperature;
    depth += stepH;
}

H[num - 2] = depth;
P[num - 2] = AnnularTub-
ing.SegmentFlows.Last().BottomPressure;
T[num - 2] = AnnularTub-
ing.SegmentFlows.Last().BottomTemperature;

H[num - 1] = Tubing.Depth;
P[num - 1] = AnnularTub-
ing.SegmentFlows.Last().BottomPressure + WaterFlu-
id.CalculateColumnPressure(dynamicH);
T[num - 1] = BottomholeTemperature;
}

public WateredWell(Layer layer,
    GasFluid gasMixture,
    Tubing tubing,
    double wellHeadPressure,
    double wellHeadTemperature,
    double bottomholeTemperature,
    NaturalGasLiquidsFluid naturalGasLiquidsFluid)
{
    Layer = layer;
    GasFluid = gasMixture;
    Tubing = tubing;
    WellHeadPressure = wellHeadPressure;
    WellHeadTemperature = wellHeadTemperature;
    BottomholeTemperature = bottomholeTempera-
    ture;
    NaturalGasLiquidsFluid = naturalGasLiquidsFluid;
}

public WateredWell() { }
}

{
    /// <summary>
    /// Электроцентробежный насос (ЭЦН)
    /// </summary>
    [Table("ElectricSubmersiblePump")]
    public class ElectricSubmersiblePump : Pump
    {

        public static Dictionary<string, double> Dimen-
        sionDiameter = new Dictionary<string, double>()
        {

```

```

        {"2A", 69}, {"3", 81}, {"4", 86}, {"5", 92},
        {"5A", 103}, {"6", 114}, {"7A", 136}, {"8", 172}, {"9",
        185}
    };

```

```

    /// <summary>
    /// Коэффициенты полинома характеризующего
    КПД от расхода(индексы соответствуют степени)
    /// </summary>
    [ForeignKey("PumpId")]
    public List<EfficiencyCoefficient> EfficiencyCoeff-
    ficients { get; set; }

```

```

    /// <summary>
    /// Коэффициенты полинома характеризующего
    напор от расхода (индексы соответствуют степени)
    /// </summary>
    [ForeignKey("PumpId")]
    public List<HeadCoefficient> HeadCoefficients {
    get; set; }

```

```

    /// <summary>
    /// Условный габарит
    /// </summary>
    public string ConditionalDimension
    {
    get
    {
    return _conditionalDimension;
    }
    set
    {
        try
        {
            Diameter = DimensionDiameter[value];
            _conditionalDimension = value;
        }
        catch (KeyNotFoundException)
        {
            throw new
            ArgumentException("Неправильно задан условный
            габарит. Условного габарита " + value +
            " не существует.");
        }
    }
}

```

```

private string _conditionalDimension;

```

```

    /// <summary>
    /// Мин. рекомендуемая подача (куб.м/сут)
    /// </summary>
    public double MinRecomendedDischarge { get; set; }

```

```

    /// <summary>
    /// Макс. рекомендуемая подача (куб.м/сут)
    /// </summary>
    public double MaxRecomendedDischarge { get; set; }

```

```

    /// <summary>
    /// Мин. допустимая подача (куб.м/сут)
    /// </summary>
    public double MinAvailableDischarge { get; set; }

```

```

    /// <summary>
    /// Макс. допустимая подача (куб.м/сут)
    /// </summary>
    public double MaxAvailableDischarge { get; set; }

```

```

    /// <summary>
    /// Базовая частота насоса (Гц)
    /// </summary>
    public double BaseFrequency {
    get
    {
    return _baseFrequency;
    }
    set
    {
    if (value < 35 || value > 250)
        throw new
        ArgumentOutOfRangeException("Неправильно задана
        базовая частота! Частота должно быть не меньше 35
        Гц и не больше 250 Гц.");
    _baseFrequency = value;
    }
    }
    private double _baseFrequency;

```

```

    public static void ChoseESP(double Q,
    List<ElectricSubmersiblePump> bd, out
    List<ElectricSubmersiblePump> stages)
    {
    stages = new List<ElectricSubmersiblePump>();
    foreach (ElectricSubmersiblePump esp in bd)
    {
    double nomDis = esp.NominalDischarge;
    double delta = nomDis * 0.3;
    if (nomDis + delta > Q || nomDis + delta < Q)
    stages.Add(esp);
    }
    }

```

```

    /// <summary>
    /// Электроцентробежный насос
    /// </summary>
    /// <param name="efficiency">КПД (%)</param>
    /// <param name="head">Напор (м) </param>
    /// <param name="power">Мощность (кВт)</param>
    public ElectricSubmersibleP-
    ump(List<EfficiencyCoefficient> efficiency,
    List<HeadCoefficient> head, List<PowerCoefficient>
    power)
    {
    EfficiencyCoefficients = efficiency;
    HeadCoefficients = head;
    PowerCoefficients = power;
    }

```

```

    public ElectricSubmersiblePump() { }
}

```

```

{ public class EfficiencyCoefficient : Coefficient
{
    public EfficiencyCoefficient() : base() { }
}
}

```

```

    public EfficiencyCoefficient(int order, double value) : base(order, value) { }

}

public class HeadCoefficient : Coefficient
{
    public HeadCoefficient() : base() { }
    public HeadCoefficient(int order, double value) : base(order, value) { }
}

public class DischargeCoefficient : Coefficient
{
    public DischargeCoefficient() : base() { }
    public DischargeCoefficient(int order, double value) : base(order, value) { }
}

public class TorqueCoefficient : Coefficient
{
    public TorqueCoefficient() : base() { }
    public TorqueCoefficient(int order, double value) : base(order, value) { }
}

public class PowerCoefficient : Coefficient
{
    public PowerCoefficient() : base() { }
    public PowerCoefficient(int order, double value) : base(order, value) { }
}

{
    [Table("Pump")]
    public abstract class Pump
    {
        public int Id { get; set; }

        /// <summary>
        /// Название
        /// </summary>
        public string Name { get; set; }

        /// <summary>
        /// Коэффициенты полинома характеризующего
        /// мощность от напора (индексы соответствуют степе-
        /// ни)
        /// </summary>
        [ForeignKey("PumpId")]
        public List<PowerCoefficient>
        PowerCoefficients { get; set; }

    }

    private void CalcSurv(typeOfCalc typeOfCalc, DryWell
    well)
    {
        switch (typeOfCalc)
        {
            case typeOfCalc.Project:
                this.ProjectCalcResults.Clear();
                break;

```

```

            case typeOfCalc.Liquid:
                this.LiquidCalcResults.Clear();
                break;
            case typeOfCalc.ESP:
                this.ESPCalcResults.Clear();
                break;
            case typeOfCalc.PCP:
                this.PCPCalcResults.Clear();
                break;
            case typeOfCalc.Plunger:
                this.PlungerCalcResults.Clear();
                break;
            case typeOfCalc.KLK:
                this.KLKCalcResults.Clear();
                break;
            default:
                break;
        }
    }

    List<CalcResults> calcResults = new
    List<CalcResults>();

    double gasReserves = dou-
    ble.Parse(GasReservesTextBox.Text);

    double reservoirPressure =
    well.Layer.ReservoirPressure;
    double initialReservoirPressure = reser-
    voirPressure;

    int month = 1, year = 1;

    double accumulatedGasProduction = 0;
    double accumulatedWaterProduction = 0;

    double waterFlowRatePerMonth = 0;

    double bottomholePressure = 0;
    double nglRate;
    double gasFlowRatePerMonth = 0;

    double initialSupercompressibilityFactor =
    well.GasFluid.CalcSupercompressibilityFactor(well.Lay-
    er.ReservoirPressure, well.BottomholeTemperature);

    int Yd = 1;

    while (reservoirPressure > MinimalAllowa-
    bleReservoirPressure && gasReserves > 0)
    {
        if (well is WateredWell wateredWell)
        {
            switch (typeOfCalc)
            {
                case typeOfCalc.Liquid:
                    gasFlowRatePerMonth = wa-
                    teredWell.Modeling(GetParameter(CoeffAccuracy), out
                    bottomholePressure, out waterFlowRatePerMonth, out
                    nglRate);
                    break;
                case typeOfCalc.ESP:

```

```

        gasFlowRatePerMonth = wa-
te-
redWell.ModelingPump(GetParameter(CoeffAccuracy),
GetParameter(EspDynamicLevel), out bottomholePres-
sure, out waterFlowRatePerMonth, out nglRate);
        break;
        case typeOfCalc.PCP:
            gasFlowRatePerMonth = wa-
te-
redWell.ModelingPump(GetParameter(CoeffAccuracy),
GetParameter(EspDynamicLevel), out bottomholePres-
sure, out waterFlowRatePerMonth, out nglRate);
            break;
        case typeOfCalc.Plunger:
            {
                try
                {
                    double pressForOneBbl = GetPa-
rameter_MPa(PL_PressForOneBbl);
                    double pressForPlunger = GetPa-
rameter_MPa(PL_PressForPlunger);
                    double frictionUnderPlungerCoeff
= GetParameter(PL_FrictionUnderPlungerCoeff);
                    double speed = GetParame-
ter(PL_PlungerSpeed);
                    Plunger plunger = new Plung-
er(pressForOneBbl, pressForPlunger, frictionUnder-
PlungerCoeff, speed);
                    PlungerModelingResult mr = wa-
te-
red-
Well.ModelingPlunger(GetParameter(CoeffAccuracy),
plunger);
                    double waterRate =
(mr.StartWaterRate + mr.CloseWaterRate) / 2;
                    mr.TimeRecovery =
well.Layer.RecoveryBottomholePressure2(mr.CloseBtm-
hPressure, mr.OpenBtmhPressure);
                    mr.TimeUp = well.Tubing.Length
/ speed;

                    List<double> waterRates, gas-
Rates;

                    mr.TimeWork =
well.Tubing.CalcTimeForWaterAccumulationOnBottom
hole(waterRate, mr.ColumnWaterVolume, out water-
Rates);

                    mr.GasVolumeForCycle =
well.Tubing.CalcGasVolumeWithGasRateFalling(mr.Sta-
rtGasRate, mr.CloseGasRate, mr.TimeWork, out gas-
Rates);

                    mr.TimeCycle =
mr.TimeRecovery + mr.TimeWork + (mr.TimeUp / (60
* 24));
                    mr.NumCyclesInDay = 1 /
mr.TimeCycle;
                    mr.AverageGasRate =
mr.GasVolumeForCycle * mr.NumCyclesInDay;
                    mr.AverageNglRate =
well.CalcNglRate(mr.AverageGasRate);

```

```

//B mr.AverageWaterRate входит
вода добытая с помощью насоса и вода вынесенная
вместе с газом
        mr.AverageWaterRate = (water-
Rate * mr.TimeWork) * mr.NumCyclesInDay;

        gasFlowRatePerMonth =
mr.AverageGasRate;
        waterFlowRatePerMonth =
mr.AverageWaterRate;

        double k1 = mr.TimeRecovery /
mr.TimeCycle;
        double k2 = mr.TimeWork /
mr.TimeCycle;
        double k3 = (mr.TimeUp / (60 *
24)) / mr.TimeCycle;
        mr.AverageBtmhPressure = k3 *
(mr.OpenBtmhPressure + mr.StartBtmhPressure) / 2 +
k2 * (mr.StartBtmhPressure + mr.CloseBtmhPressure) /
2 + k1 * (mr.CloseBtmhPressure +
mr.OpenBtmhPressure) / 2;
    }
    catch (Exception)
    {
        gasFlowRatePerMonth = 0;
        waterFlowRatePerMonth = 0;
        //throw;
    }
    break;
}
case typeOfCalc.KLK:
    var q = OnlyClkModel-
ing(wateredWell);
    bottomholePressure = wa-
teredWell.GasFluid.CriticalPressure;
    double waterRate2 = wa-
teredWell.Layer.CalcBottomholePressure(q);
    waterFlowRatePerMonth = wa-
teredWell.Layer.CalcWaterRate(waterRate2);
    gasFlowRatePerMonth = wa-
teredWell.Modeling(GetParameter(CoeffAccuracy), out
bottomholePressure, out waterFlowRatePerMonth, out
nglRate);
    break;
}
}
else
    gasFlowRatePerMonth =
well.Modeling(GetParameter(CoeffAccuracy), out bot-
tomholePressure, out nglRate);

    if (gasFlowRatePerMonth <= 0.01 &&
typeOfCalc == typeOfCalc.Project)
    {
        break;
    }

    double gasProductionPerMonth =
gasFlowRatePerMonth * 30 / 1000;
    double waterProductionPerMonth = water-
FlowRatePerMonth * 30 / 1000;

```



```

        accumulatedGasProduction += gasProductionPerMonth;
        accumulatedWaterProduction += waterProductionPerMonth;

        double supercompressibilityFactor =
            well.GasFluid.CalcSupercompressibilityFactor(reservoirPressure, well.BottomholeTemperature);

        reservoirPressure = supercompressibilityFactor * initialReservoirPressure * (1 - accumulatedGasProduction / gasReserves) / initialSupercompressibilityFactor;
        well.Layer.ReservoirPressure = reservoirPressure;

        well.BottomholePressure = bottomholePressure;

        well.UpdateWellheadPressure(this.PressureIntervals);

        double HRM = this.Costs.GasCost * accumulatedGasProduction;
        double Revenue, EEC;

        double survivability = 1;
        switch (typeOfCalc)
        {
            case typeOfCalc.Project:
                this.ProjectCalcResults.Add(Yd, new CalcResults(
                    month, year, gasFlowRatePerMonth, gasProductionPerMonth, accumulatedGasProduction, reservoirPressure, survivability, well.WellheadPressure, bottomholePressure));
                survivability = CalcSurv(gasFlowRatePerMonth, accumulatedGasProduction, Yd, accumulatedWaterProduction, initialReservoirPressure - reservoirPressure, typeOfCalc);
                if (survivability <= 0)
                    break;
                YdProjectTextBox.Text = Yd.ToString();
                HRMProjectTextBox.Text = Math.Round(HRM, 2).ToString();
                EECProjectTextBox.Text = Math.Round(1.0, 2).ToString();
                dPProjectTextBox.Text = Math.Round((initialReservoirPressure - reservoirPressure), 1).ToString();
                QgnakProjectTextBox.Text = Math.Round(accumulatedGasProduction, 2).ToString();
                QlnakProjectTextBox.Text = Math.Round(accumulatedWaterProduction, 2).ToString();
                ProjectCalcResultlDataGridView.ItemsSource = calcResults;
                this._isProjectModeled = true;
                break;
            case typeOfCalc.Liquid:
                survivability = CalcSurv(gasFlowRatePerMonth, accumulatedGasProduction, Yd, accumulatedWaterProduction, initialReservoirPressure - reservoirPressure, typeOfCalc);

```

```

                this.LiquidCalcResults.Add(Yd, new CalcResults(
                    month, year, gasFlowRatePerMonth, gasProductionPerMonth, accumulatedGasProduction, waterFlowRatePerMonth, waterProductionPerMonth, accumulatedWaterProduction, reservoirPressure, survivability, well.WellheadPressure, bottomholePressure));
                if (survivability <= 0)
                    break;
                YdLiquidTextBox.Text = Yd.ToString();
                HRMLiquidTextBox.Text = Math.Round(HRM, 2).ToString();
                Revenue = HRM - double.Parse(RLiquidTextBox.Text);
                EEC = Revenue / (double.Parse(HRMProjectTextBox.Text) - double.Parse(RProjectTextBox.Text));
                EECLiquidTextBox.Text = Math.Round(EEC, 2).ToString();
                dPLiquidTextBox.Text = Math.Round((initialReservoirPressure - reservoirPressure), 1).ToString();
                QgnakLiquidTextBox.Text = Math.Round(accumulatedGasProduction, 2).ToString();
                QlnakLiquidTextBox.Text = Math.Round(accumulatedWaterProduction, 2).ToString();
                LiquidCalcResultlDataGridView.ItemsSource = calcResults;
                break;
            case typeOfCalc.ESP:
                survivability = CalcSurv(gasFlowRatePerMonth, accumulatedGasProduction, Yd, accumulatedWaterProduction, initialReservoirPressure - reservoirPressure, typeOfCalc);
                this.ESPCalcResults.Add(Yd, new CalcResults(
                    month, year, gasFlowRatePerMonth, gasProductionPerMonth, accumulatedGasProduction, waterFlowRatePerMonth, waterProductionPerMonth, accumulatedWaterProduction, reservoirPressure, survivability, well.WellheadPressure, bottomholePressure));
                if (survivability <= 0)
                    break;
                YdESPTTextBox.Text = Yd.ToString();
                HRMESPTTextBox.Text = Math.Round(HRM, 2).ToString();
                Revenue = HRM - double.Parse(RESPTTextBox.Text);
                EEC = Revenue / (double.Parse(HRMProjectTextBox.Text) - double.Parse(RProjectTextBox.Text));
                EECESTTextBox.Text = Math.Round(EEC, 2).ToString();
                dPESPTTextBox.Text = Math.Round((initialReservoirPressure - reservoirPressure), 1).ToString();
                QgnakESPTTextBox.Text = Math.Round(accumulatedGasProduction, 2).ToString();

```

```

        QlnakESPTextBox.Text =
Math.Round(accumulatedWaterProduction,
2).ToString();
        ESPCalcResultlDataGrid.ItemsSource =
calcResults;
        break;
        case typeOfCalc.PCP:
            survivability = Calc-
Surv(gasFlowRatePerMonth, accumulatedGasProduc-
tion, Yd, accumulatedWaterProduction, initialReser-
voirePressure - reservoirPressure, typeOfCalc);
            this.PCPCalcResults.Add(Yd, new
CalcResults(
                month, year, gasFlowRatePerMonth,
gasProductionPerMonth, accumulatedGasProduction,
waterFlowRatePerMonth, waterProductionPerMonth,
accumulatedWaterProduction,
                reservoirPressure, survivability,
well.WellheadPressure, bottomholePressure));
            if (survivability <= 0)
                break;
            YdPSPTextBox.Text = Yd.ToString();
            HRMPSPTextBox.Text =
Math.Round(HRM, 2).ToString();
            dPPSPTextBox.Text =
Math.Round((initialReservoirPressure - reservoirPres-
sure), 1).ToString();
            Revenue = HRM - dou-
ble.Parse(RPSPTextBox.Text);
            EEC = Revenue / (dou-
ble.Parse(HRMProjectTextBox.Text) - dou-
ble.Parse(RProjectTextBox.Text));
            EECPSPTextBox.Text =
Math.Round(EEC, 2).ToString();
            QgnakPSPTextBox.Text =
Math.Round(accumulatedGasProduction, 2).ToString();
            QlnakPSPTextBox.Text =
Math.Round(accumulatedWaterProduction,
2).ToString();
            PCPCalcResultlDataGrid.ItemsSource =
calcResults;
            break;
            case typeOfCalc.Plunger:
                survivability = Calc-
Surv(gasFlowRatePerMonth, accumulatedGasProduc-
tion, Yd, accumulatedWaterProduction, initialReser-
voirePressure - reservoirPressure, typeOfCalc);
                this.PlungerCalcResults.Add(Yd, new
CalcResults(
                    month, year, gasFlowRatePerMonth,
gasProductionPerMonth, accumulatedGasProduction,
waterFlowRatePerMonth, waterProductionPerMonth,
accumulatedWaterProduction,
                    reservoirPressure, survivability,
well.WellheadPressure, bottomholePressure));
                if (survivability <= 0)
                    break;
                YdPlungerTextBox.Text = Yd.ToString();
                HRMPlungerTextBox.Text =
Math.Round(HRM, 2).ToString();
                Revenue = HRM - dou-
ble.Parse(RPlungerTextBox.Text);

```

```

        EEC = Revenue / (dou-
ble.Parse(HRMProjectTextBox.Text) - dou-
ble.Parse(RProjectTextBox.Text));
        EECPlungerTextBox.Text =
Math.Round(EEC, 2).ToString();
        dPPlungerTextBox.Text =
Math.Round((initialReservoirPressure - reservoirPres-
sure), 1).ToString();
        QgnakPlungerTextBox.Text =
Math.Round(accumulatedGasProduction, 2).ToString();
        QlnakPlungerTextBox.Text =
Math.Round(accumulatedWaterProduction,
2).ToString();
        PlungerCalcResultlDataGrid.ItemsSource
= calcResults;
        break;
        case typeOfCalc.KLK:
            survivability = Calc-
Surv(gasFlowRatePerMonth, accumulatedGasProduc-
tion, Yd, accumulatedWaterProduction, initialReser-
voirePressure - reservoirPressure, typeOfCalc);
            this.KLKCalcResults.Add(Yd, new
CalcResults(
                month, year, gasFlowRatePerMonth,
gasProductionPerMonth, accumulatedGasProduction,
waterFlowRatePerMonth, waterProductionPerMonth,
accumulatedWaterProduction,
                reservoirPressure, survivability,
well.WellheadPressure, bottomholePressure));
            if (survivability <= 0)
                break;
            YdCLKTextBox.Text = Yd.ToString();
            HRMCLKTextBox.Text =
Math.Round(HRM, 2).ToString();
            Revenue = HRM - dou-
ble.Parse(RCLKTextBox.Text);
            EEC = Revenue / (dou-
ble.Parse(HRMProjectTextBox.Text) - dou-
ble.Parse(RProjectTextBox.Text));
            EECCLKTextBox.Text =
Math.Round(EEC, 2).ToString();
            dPCLKTextBox.Text =
Math.Round((initialReservoirPressure - reservoirPres-
sure), 1).ToString();
            QgnakCLKTextBox.Text =
Math.Round(accumulatedGasProduction, 2).ToString();
            QlnakCLKTextBox.Text =
Math.Round(accumulatedWaterProduction,
2).ToString();
            CLKCalcResultlDataGrid.ItemsSource =
calcResults;
            break;
        }

        gasReserves -= gasProductionPerMonth /
1000;

        if ((reservoirPressure <= MinimalAllowa-
bleReservoirPressure || gasReserves <= 0) &&
typeOfCalc != typeOfCalc.Project)
            survivability = 0;

        calcResults.Add(new CalcResults(

```

```

        month,
        year,
        gasFlowRatePerMonth,
        gasProductionPerMonth,
        accumulatedGasProduction,
        waterFlowRatePerMonth,
        waterProductionPerMonth,
        accumulatedWaterProduction,
        reservoirPressure,
        survivability,
        well.WellheadPressure,
        bottomholePressure));

    if (survivability <= 0.01)
        break;

    month++;
    if (month > 12)
    {
        year++;
        month = 1;
    }
    Yd++;
}

    CalcSurv(gasFlowRatePerMonth, accumulat-
edGasProduction, Yd, accumulatedWaterProduction,
initialReservoirPressure - reservoirPressure,
typeOfCalc, true);
    DrawSurvChart(typeOfCalc, calcResults);
}
private void CleanSurvChart()
{
    Chart_KSurv.Series.Clear();
    Chart_KSurv.ChartAreas.Clear();
    Chart_KSurv.Legends.Clear();
}

private enum ChartTypes
{
    Surv,
    Flows,
    Productions
}

private enum ChartSubType
{
    Project,
    Liquid,
    ESP,
    PCP,
    Plunger,
    KLK
}
private void DrawSurvChart(ChartTypes type,
ChartSubType subtype)
{
    if (type == ChartTypes.Surv)
        DrawSurvChart();
    else if (type == ChartTypes.Flows)
        DrawFlowsChart(subtype);
    else
        DrawProductionChart(subtype);
}

}

private void DrawProductionChart(ChartSubType
subtype)
{
    CleanSurvChart();

    if (subtype == ChartSubType.Project &&
this.ProjectCalcResults.Count > 0)
        DrawProduction-
Serie(this.ProjectCalcResults.Values.ToArray(), "Прое-
ект");
    if (subtype == ChartSubType.Liquid &&
this.LiquidCalcResults.Count > 0)
        DrawProduction-
Serie(this.LiquidCalcResults.Values.ToArray(), "Без
COЖ");
    if (subtype == ChartSubType.ESP &&
this.ESPCalcResults.Count > 0)
        DrawProduction-
Serie(this.ESPCalcResults.Values.ToArray(), "ЭЦН");
    if (subtype == ChartSubType.PCP &&
this.PCPCalcResults.Count > 0)
        DrawProduction-
Serie(this.PCPCalcResults.Values.ToArray(), "БПП");
    if (subtype == ChartSubType.Plunger &&
this.PlungerCalcResults.Count > 0)
        DrawProduction-
Serie(this.PlungerCalcResults.Values.ToArray(),
"Плунжер");
    if (subtype == ChartSubType.KLK &&
this.KLKCalcResults.Count > 0)
        DrawProduction-
Serie(this.KLKCalcResults.Values.ToArray(), "КЛК");
}

private void DrawProductionSerie(CalcResults[]
calcResults, string name)
{
    double[] gasProduction = calcResults.Select(cr
=> cr.AccumulatedGasProduction).ToArray();
    double[] wtrProduction = calcResults.Select(cr
=> cr.AccumulatedWaterProduction).ToArray();
    double[] resvrPressure = calcResults.Select(cr =>
cr.ReservoirPressure).ToArray();

    //ChartBuilder.DrawKSurvChart(Chart_KSurv,
S, name);

    ChartArea area = new ChartArea("Area");

    if (Chart_KSurv.ChartAreas.Count == 0)
    {
        Chart_KSurv.ChartAreas.Add(area);
        Chart_KSurv.Legends.Add(new Legend
end("Legend"));
        Chart_KSurv.Legends["Legend"].Docking =
Docking.Bottom;
        Chart_KSurv.Legends["Legend"].Alignment =
System.Drawing.StringAlignment.Center;
        Chart_KSurv.Palette = ChartColorPal-
ette.Bright;
    }
}

```

```

Chart_KSurv.ChartAreas["Area"].AxisY.MajorGrid.LineDashStyle = ChartDashStyle.Dash;

Chart_KSurv.ChartAreas["Area"].AxisY.MajorGrid.LineColor = Color.Gray;

Chart_KSurv.ChartAreas["Area"].AxisX.MajorGrid.LineDashStyle = ChartDashStyle.Dash;

Chart_KSurv.ChartAreas["Area"].AxisX.MajorGrid.LineColor = Color.Gray;

Chart_KSurv.ChartAreas["Area"].AxisX2.MajorGrid.LineDashStyle = ChartDashStyle.Dash;

Chart_KSurv.ChartAreas["Area"].AxisX2.MajorGrid.LineColor = Color.Gray;
    }

    if (Chart_KSurv.Series.Any(s => s.Name == name))
    {

Chart_KSurv.Series.Remove(Chart_KSurv.Series.FindByName(name));
    }
    Chart_KSurv.Series.Add(new
Series("Накопленная добыча газа, млн м3"));
    Chart_KSurv.Series["Накопленная добыча газа, млн м3"].ChartArea = "Area";
    Chart_KSurv.Series["Накопленная добыча газа, млн м3"].Legend = "Legend";
    Chart_KSurv.Series["Накопленная добыча газа, млн м3"].ChartType = SeriesChartType.Line;
    Chart_KSurv.Series["Накопленная добыча газа, млн м3"].YAxisType = AxisType.Primary;
    Chart_KSurv.Series["Накопленная добыча газа, млн м3"].Points.DataBindXY(Enumerable.Range(0, gasProduction.Length).ToArray(), gasProduction);
    Chart_KSurv.Series["Накопленная добыча газа, млн м3"].BorderWidth = 3;

    Chart_KSurv.Series.Add(new
Series("Накопленная добыча воды, тыс м3"));
    Chart_KSurv.Series["Накопленная добыча воды, тыс м3"].ChartArea = "Area";
    Chart_KSurv.Series["Накопленная добыча воды, тыс м3"].Legend = "Legend";
    Chart_KSurv.Series["Накопленная добыча воды, тыс м3"].ChartType = SeriesChartType.Line;
    Chart_KSurv.Series["Накопленная добыча воды, тыс м3"].YAxisType = AxisType.Primary;
    Chart_KSurv.Series["Накопленная добыча воды, тыс м3"].Points.DataBindXY(Enumerable.Range(0, wtrProduction.Length).ToArray(), wtrProduction);
    Chart_KSurv.Series["Накопленная добыча воды, тыс м3"].BorderWidth = 3;

    Chart_KSurv.Series.Add(new Series("Пластовое давление, МПа"));
    Chart_KSurv.Series["Пластовое давление, МПа"].ChartArea = "Area";

```

```

Chart_KSurv.Series["Пластовое давление, МПа"].Legend = "Legend";
    Chart_KSurv.Series["Пластовое давление, МПа"].ChartType = SeriesChartType.Line;
    Chart_KSurv.Series["Пластовое давление, МПа"].YAxisType = AxisType.Secondary;
    Chart_KSurv.Series["Пластовое давление, МПа"].Points.DataBindXY(Enumerable.Range(0, resvrPressure.Length).ToArray(), resvrPressure);
    Chart_KSurv.Series["Пластовое давление, МПа"].BorderWidth = 3;

    double wtrGasMax =
Math.Max(gasProduction.Max(), wtrProduction.Max());

    Axis areaAxisAxisY = area.AxisY;
    areaAxisAxisY.IsStartedFromZero = area.AxisY.IsStartedFromZero;
    areaAxisAxisY.LabelStyle.Font = area.AxisY.LabelStyle.Font;
    areaAxisAxisY.Title = "Накопленная добыча газа, млн м3 \nНакопленная добыча воды, тыс м3 ";
    areaAxisAxisY.TitleForeColor = Color.DarkCyan;
    areaAxisAxisY.LabelStyle.Interval = Math.Ceiling(wtrGasMax) / 10;
    areaAxisAxisY.Interval = Math.Ceiling(wtrGasMax) / 10;
    areaAxisAxisY.Minimum = 0;
    areaAxisAxisY.Maximum = Math.Ceiling(wtrGasMax);
    areaAxisAxisY.LineColor = Color.Black;
    areaAxisAxisY.RoundAxisValues();

    Axis areaAxisAxisY2 = area.AxisY2;
    area.AxisY2.Enabled = AxisEnabled.True;
    areaAxisAxisY2.IsStartedFromZero = area.AxisY.IsStartedFromZero;
    areaAxisAxisY2.LabelStyle.Font = area.AxisY.LabelStyle.Font;
    areaAxisAxisY2.Title = "Пластовое давление, МПа";
    areaAxisAxisY2.TitleForeColor = Color.DarkCyan;
    areaAxisAxisY2.LabelStyle.Interval = Math.Ceiling(resvrPressure[0]) / 10;
    areaAxisAxisY2.Interval = Math.Ceiling(resvrPressure[0]) / 10;
    areaAxisAxisY2.Minimum = 0;
    areaAxisAxisY2.Maximum = Math.Ceiling(resvrPressure[0]);
    areaAxisAxisY2.LineColor = Color.Black;
    areaAxisAxisY2.RoundAxisValues();

    Axis areaAxisAxisX = area.AxisX;
    areaAxisAxisX.IsStartedFromZero = area.AxisX.IsStartedFromZero;
    areaAxisAxisX.LabelStyle.Font = area.AxisX.LabelStyle.Font;
    areaAxisAxisX.Title = "Время, месяцев";
    areaAxisAxisX.TitleForeColor = Color.DarkCyan;
    areaAxisAxisX.Minimum = 0;

```

```

        areaAxisAxisX.LabelStyle.Format = "0";
        areaAxisAxisX.IntervalAutoMode = IntervalAutoMode.VariableCount;
    }

    private void DrawFlowsChart(ChartSubType subtype)
    {
        CleanSurvChart();

        if (subtype == ChartSubType.Project && this.ProjectCalcResults.Count > 0)
            DrawFlowsSerie(this.ProjectCalcResults.Values.ToArray(), "Проект");
        if (subtype == ChartSubType.Liquid && this.LiquidCalcResults.Count > 0)
            DrawFlowsSerie(this.LiquidCalcResults.Values.ToArray(), "Без COЖ");
        if (subtype == ChartSubType.ESP && this.ESPCalcResults.Count > 0)
            DrawFlowsSerie(this.ESPCalcResults.Values.ToArray(), "ЭЦН");
        if (subtype == ChartSubType.PCP && this.PCPCalcResults.Count > 0)
            DrawFlowsSerie(this.PCPCalcResults.Values.ToArray(), "БШН");
        if (subtype == ChartSubType.Plunger && this.PlungerCalcResults.Count > 0)
            DrawFlowsSerie(this.PlungerCalcResults.Values.ToArray(), "Плунжер");
        if (subtype == ChartSubType.KLK && this.PlungerCalcResults.Count > 0)
            DrawFlowsSerie(this.KLKCalcResults.Values.ToArray(), "КЛК");
    }

    private void DrawFlowsSerie(CalcResults[] calcResults, string name)
    {
        double[] gasFlow = calcResults.Select(cr => cr.GasFlowRatePerMonth).ToArray();
        double[] wtrFlow = calcResults.Select(cr => cr.WaterFlowRatePerMonth).ToArray();
        double[] rsvPres = calcResults.Select(cr => cr.ReservoirPressure).ToArray();

        //ChartBuilder.DrawKSurvChart(Chart_KSurv, S, name);

        ChartArea area = new ChartArea("Area");

        if (Chart_KSurv.ChartAreas.Count == 0)
        {
            Chart_KSurv.ChartAreas.Add(area);
            Chart_KSurv.Legends.Add(new Legend("Legend"));
            Chart_KSurv.Legends["Legend"].Docking = Docking.Bottom;
            Chart_KSurv.Legends["Legend"].Alignment = System.Drawing.StringAlignment.Center;

```

```

            Chart_KSurv.Palette = ChartColorPalette.Bright;

            Chart_KSurv.ChartAreas["Area"].AxisY.MajorGrid.LineDashStyle = ChartDashStyle.Dash;

            Chart_KSurv.ChartAreas["Area"].AxisY.MajorGrid.LineColor = Color.Gray;

            Chart_KSurv.ChartAreas["Area"].AxisX.MajorGrid.LineDashStyle = ChartDashStyle.Dash;

            Chart_KSurv.ChartAreas["Area"].AxisX.MajorGrid.LineColor = Color.Gray;

            Chart_KSurv.ChartAreas["Area"].AxisX2.MajorGrid.LineDashStyle = ChartDashStyle.Dash;

            Chart_KSurv.ChartAreas["Area"].AxisX2.MajorGrid.LineColor = Color.Gray;
        }

        if (Chart_KSurv.Series.Any(s => s.Name == name))
        {
            Chart_KSurv.Series.Remove(Chart_KSurv.Series.FindByName(name));
        }
        Chart_KSurv.Series.Add(new Series("Дебит газа за месяц, тыс.м3/сут"));
        Chart_KSurv.Series["Дебит газа за месяц, тыс.м3/сут"].ChartArea = "Area";
        Chart_KSurv.Series["Дебит газа за месяц, тыс.м3/сут"].Legend = "Legend";
        Chart_KSurv.Series["Дебит газа за месяц, тыс.м3/сут"].ChartType = SeriesChartType.Line;
        Chart_KSurv.Series["Дебит газа за месяц, тыс.м3/сут"].YAxisType = AxisType.Primary;
        Chart_KSurv.Series["Дебит газа за месяц, тыс.м3/сут"].Points.DataBindXY(Enumerable.Range(0, gasFlow.Length).ToArray(), gasFlow);
        Chart_KSurv.Series["Дебит газа за месяц, тыс.м3/сут"].BorderWidth = 3;

        Chart_KSurv.Series.Add(new Series("Дебит воды за месяц, м3/сут"));
        Chart_KSurv.Series["Дебит воды за месяц, м3/сут"].ChartArea = "Area";
        Chart_KSurv.Series["Дебит воды за месяц, м3/сут"].Legend = "Legend";
        Chart_KSurv.Series["Дебит воды за месяц, м3/сут"].ChartType = SeriesChartType.Line;
        Chart_KSurv.Series["Дебит воды за месяц, м3/сут"].YAxisType = AxisType.Primary;
        Chart_KSurv.Series["Дебит воды за месяц, м3/сут"].Points.DataBindXY(Enumerable.Range(0, wtrFlow.Length).ToArray(), wtrFlow);
        Chart_KSurv.Series["Дебит воды за месяц, м3/сут"].BorderWidth = 3;

        Chart_KSurv.Series.Add(new Series("Пластовое давление, МПа"));

```

```

Chart_KSurv.Series["Пластовое давление,
МПа"].ChartArea = "Area";
Chart_KSurv.Series["Пластовое давление,
МПа"].Legend = "Legend";
Chart_KSurv.Series["Пластовое давление,
МПа"].ChartType = SeriesChartType.Line;
Chart_KSurv.Series["Пластовое давление,
МПа"].YAxisType = AxisType.Secondary;
Chart_KSurv.Series["Пластовое давление,
МПа"].Points.DataBindXY(Enumerable.Range(0,
rsvPres.Length).ToArray(), rsvPres);
Chart_KSurv.Series["Пластовое давление,
МПа"].BorderWidth = 3;

```

```

double wtrGasMax = Math.Max(gasFlow.Max(),
wtrFlow.Max());

```

```

Axis areaAxisAxisY = area.AxisY;
areaAxisAxisY.IsStartedFromZero = ar-
ea.AxisY.IsStartedFromZero;
areaAxisAxisY.LabelStyle.Font = ar-
ea.AxisY.LabelStyle.Font;
areaAxisAxisY.Title = "Дебит газа за месяц,
тыс.м3/сут\nДебит воды за месяц, м3/сут";
areaAxisAxisY.TitleForeColor = Col-
or.DarkCyan;
areaAxisAxisY.LabelStyle.Interval =
Math.Ceiling(wtrGasMax) / 10;
areaAxisAxisY.Interval =
Math.Ceiling(wtrGasMax) / 10;
areaAxisAxisY.Minimum = 0;
areaAxisAxisY.Maximum =
Math.Ceiling(wtrGasMax);
areaAxisAxisY.LineColor = Color.Black;
areaAxisAxisY.RoundAxisValues();

```

```

Axis areaAxisAxisY2 = area.AxisY2;
area.AxisY2.Enabled = AxisEnabled.True;
areaAxisAxisY2.IsStartedFromZero = ar-
ea.AxisY.IsStartedFromZero;
areaAxisAxisY2.LabelStyle.Font = ar-
ea.AxisY.LabelStyle.Font;
areaAxisAxisY2.Title = "Пластовое давление,
МПа";
areaAxisAxisY2.TitleForeColor = Col-
or.DarkCyan;
areaAxisAxisY2.LabelStyle.Interval =
Math.Ceiling(rsvPres[0]) / 10;
areaAxisAxisY2.Interval =
Math.Ceiling(rsvPres[0]) / 10;
areaAxisAxisY2.Minimum = 0;
areaAxisAxisY2.Maximum =
Math.Ceiling(rsvPres[0]);
areaAxisAxisY2.LineColor = Color.Black;
areaAxisAxisY2.RoundAxisValues();

```

```

Axis areaAxisAxisX = area.AxisX;
areaAxisAxisX.IsStartedFromZero = ar-
ea.AxisX.IsStartedFromZero;
areaAxisAxisX.LabelStyle.Font = ar-
ea.AxisX.LabelStyle.Font;
areaAxisAxisX.Title = "Время, месяцев";

```

```

areaAxisAxisX.TitleForeColor = Col-
or.DarkCyan;
areaAxisAxisX.Minimum = 0;
areaAxisAxisX.LabelStyle.Format = "0";
areaAxisAxisX.IntervalAutoMode = IntervalAu-
toMode.VariableCount;

```

```

}

```

```

private void DrawSurvChart()
{
    if (this.ProjectCalcResults.Count > 0)
    {
        DrawSurvChart(typeOfCalc.Project,
this.ProjectCalcResults.Values.ToList());
    }
    if (this.LiquidCalcResults.Count > 0)
    {
        DrawSurvChart(typeOfCalc.Liquid,
this.LiquidCalcResults.Values.ToList());
    }
    if (this.ESPCalcResults.Count > 0)
    {
        DrawSurvChart(typeOfCalc.ESP,
this.ESPCalcResults.Values.ToList());
    }
    if (this.PCPCalcResults.Count > 0)
    {
        DrawSurvChart(typeOfCalc.PCP,
this.PCPCalcResults.Values.ToList());
    }
    if (this.PlungerCalcResults.Count > 0)
    {
        DrawSurvChart(typeOfCalc.Plunger,
this.PlungerCalcResults.Values.ToList());
    }
    if (this.KLKCalcResults.Count > 0)
    {
        DrawSurvChart(typeOfCalc.KLK,
this.KLKCalcResults.Values.ToList());
    }
}
private void DrawSurvChart(typeOfCalc
typeOfCalc, List<CalcResults> calcResults)
{
    switch (typeOfCalc)
    {
        case typeOfCalc.Project:
            DrawKSurvChart(calcResults.Select(cr =>
cr.Survivability).ToArray(), "Проектный");
            break;
        case typeOfCalc.Liquid:
            DrawKSurvChart(calcResults.Select(cr =>
cr.Survivability).ToArray(), "Без СОЖ");
            break;
        case typeOfCalc.ESP:
            DrawKSurvChart(calcResults.Select(cr =>
cr.Survivability).ToArray(), "ЭЦН");
            break;
        case typeOfCalc.PCP:
            DrawKSurvChart(calcResults.Select(cr =>
cr.Survivability).ToArray(), "ВШН");
            break;
    }
}

```

```

        case typeOfCalc.Plunger:
            DrawKSurvChart(calcResults.Select(cr =>
cr.Survivability).ToArray(), "Плунжер-лифт");
            break;
        case typeOfCalc.KLK:
            DrawKSurvChart(calcResults.Select(cr =>
cr.Survivability).ToArray(), "КЛК");
            break;
        default:
            break;
    }
}
private double normalize(double actual, double pro-
ject) => project == 0 ? 0 : actual / project;

private double CalcSurv(double Qg, double Qgnak,
double Yd, double Qlnak, double dP, typeOfCalc
typeOfCalc) => CalcSurv(Qg, Qgnak, Yd, Qlnak, dP,
typeOfCalc, false);
private double CalcSurv(double Qg, double Qgnak,
double Yd, double Qlnak, double dP, typeOfCalc
typeOfCalc, bool final)
{
    int index = (int)Yd;
    if ((Yd > this.ProjectCalcResults.Count &&
typeOfCalc != typeOfCalc.Project) || final)
        index = this.ProjectCalcResults.Count - 1;

    double gasPrice = this.Costs.GasCost;

    double R = CalcR(Yd, typeOfCalc);

    if (!this._isProjectModeled && typeOfCalc !=
typeOfCalc.Project)
    {
        MessageBox.Show("Для расчета живучести
сначала необходимо выполнить моделирование су-
хой скважины");
        return 0;
    }
    // Вычисление минимального рентабельного
    дебита газа, Qgmin
    double Qgmin = R / Yd / gasPrice;

    Qgnak = normalize(Qgnak,
this.ProjectCalcResults[index].AccumulatedGasProducti
on);
    R = normalize(R, dou-
ble.Parse(RProjectTextBox.Text));
    Qlnak = normalize(Qlnak,
this.ProjectCalcResults[index].AccumulatedWaterProdu
ction);
    dP = normalize(dP, (dou-
ble.Parse(initialReservoirPressureTextBox.Text) -
this.ProjectCalcResults[index].ReservoirPressure));
    Yd = typeOfCalc == typeOfCalc.Project ? 1 :
normalize(Yd,
this.ProjectCalcResults.Keys.ToArray().Length);

    // Если Qg > Qgmin, выполняем расчеты
    if (Qg > Qgmin || final)
    {

```

```

        // Вычисление результативности, Yp
        double Yp = Qgnak;

        // Вычисление ресурсоемкости, Yr
        // Проверка деления на ноль для Qgnak и
        Qlnak
        double Yr = (Qgnak != 0) ? R / Qgnak : 0;
        Yr = (Qlnak != 0) ? Math.Min(Yr, R / (Qlnak /
1000)) : Yr; // Преобразование Qlnak из тыс м3 в млн
м3

        // Если Yr равно нулю, чтобы избежать де-
        ление на ноль, возвращаем 0
        if (Yr == 0)
            MessageBox.Show("Ресурсоёмкость равна
0", "Ошибка", MessageBoxButtons.OK,
MessageBoxImage.Error);

        // Вычисление живучести, survivability
        double S = Yp * Yd / Yr * dP;

        if (S > 0.99)
            S = 1;

        switch (typeOfCalc)
        {
            case typeOfCalc.Project:
                SProjectTextBox.Text = Math.Round(S,
3).ToString();
                break;
            case typeOfCalc.Liquid:
                SLiquidTextBox.Text = Math.Round(S,
3).ToString();
                break;
            case typeOfCalc.ESP:
                SESTextBox.Text = Math.Round(S,
3).ToString();
                break;
            case typeOfCalc.PCP:
                SPSSTextBox.Text = Math.Round(S,
3).ToString();
                break;
            case typeOfCalc.Plunger:
                SPlungerTextBox.Text = Math.Round(S,
3).ToString();
                break;
            case typeOfCalc.KLK:
                SCLKTextBox.Text = Math.Round(S,
3).ToString();
                break;
            default:
                break;
        }
        return S;
    }
    else
    {
        return 0;
    }
}
}

```