

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники  
 Направление подготовки – 15.04.04 Автоматизация технологических процессов и производств  
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Особенности проектирования системы интегрированного моделирования на примере "Цифрового" Северо-Комсомольского месторождения

УДК 004.942:622.276(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ71	Медведев Александр Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Пушкарев Максим Иванович	к.т.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Начальник отдела АСУТП ОАО «ТомскНИПИнефть»	Зебзеев Алексей Григорьевич	к.т.н.		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Суханов Алексей Викторович	к.х.н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.экон.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Исаева Елизавета Сергеевна	–		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Суходоев Михаил Сергеевич	к.т.н.		
Руководитель ОАР ИШИТР	Леонов Сергей Владимирович	к.т.н.		

Томск – 2019 г.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код рез-та	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные</i>		
P1	применять глубокие естественно-научные, математические знания в области анализа, синтеза и проектирования для решения научных и инженерных задач производства и эксплуатации автоматизированных систем, включая подсистемы управления и их программное обеспечение.	Требования ФГОС (ПК-1, ПК-3, ОПК-1, ОПК-4, ОК-1, ОК-9), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P2	воспринимать, обрабатывать, анализировать и обобщать научно-техническую информацию, передовой отечественный и зарубежный опыт в области теории, проектирования, производства и эксплуатации автоматизированных систем, принимать участие в командах по разработке и эксплуатации таких устройств и подсистем.	Требования ФГОС (ПК-3, ПК-4, ПК-7, ОПК-1, ОПК-3, ОК-1, ОК-4, ОК-5, ОК-6, ОК-9), Критерий 5 АИОР (пп. 1.1, 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P3	применять и интегрировать полученные знания для решения инженерных задач при разработке, производстве и эксплуатации современных автоматизированных систем и подсистем (в том числе интеллектуальных) с использованием технологий машинного обучения, современных инструментальных и программных средств.	Требования ФГОС (ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-5, ПК-15, ПК-18, ОПК-3, ОПК-6, ОК-1, ОК-5, ОК-6, ОК-7), Критерий 5 АИОР (пп. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P4	определять, систематизировать и получать необходимую информацию в области проектирования, производства, исследований и эксплуатации автоматизированных систем, устройств и подсистем.	Требования ФГОС (ПК-7, ПК-10, ПК-11, ПК-12, ПК-18, ОПК-4, ОПК-6, ОК-1, ОК-4, ОК-6, ОК-8), Критерий 5 АИОР (п.1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P5	планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования для целей проектирования, производства и эксплуатации систем управления технологическим процессом и подсистем (в том числе интеллектуальных) с использованием передового отечественного и зарубежного опыта, уметь критически оценивать полученные теоретические и экспериментальные данные и делать выводы.	Требования ФГОС (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-5, ПК-6, ПК-13, ПК-17, ПК-18, ОПК-2, ОПК-3, ОК-1, ОК-3, ОК-4, ОК-6, ОК-7, ОК-8, ОК-9), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P6	понимать используемые современные методы, алгоритмы, модели и технические решения в автоматизированных системах и знать области их применения, в том числе в составе безлюдного производства.	Требования ФГОС (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-7, ОПК-1, ОПК-3, ОПК-4, ОК-5, ОК-9, ОК-10), Критерий 5 АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

Код рез-та	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Универсальные</i>		
Р7	эффективно работать в профессиональной деятельности индивидуально и в качестве члена команды.	Требования ФГОС (ПК-1, ПК-2 ПК-7, ПК-8, ПК-16, ПК-17, ОК-1, ОК-2, ОК-4, ОК-6, ОК-9), Критерий 5АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р8	владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде с пониманием культурных, языковых и социально-экономических различий	Требования ФГОС (ПК-4, ПК-8, ПК-9, ПК-16, ОПК-4, ОК-5), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р9	проявлять широкую эрудицию, в том числе знание и понимание современных общественных и политических проблем, демонстрировать понимание вопросов безопасности и охраны здоровья сотрудников, юридических аспектов, ответственности за инженерную деятельность, влияния инженерных решений на социальный контекст и окружающую среду	Требования ФГОС (ПК-5, ПК-8, ПК-15, ПК-16, ПК-18, ОПК-1, ОПК-4, ОПК-5, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-6, ОК-8, ОК-9), Критерий 5 АИОР (пп. 1.6, 2.3,), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEAN</i>
Р10	следовать кодексу профессиональной этики и ответственности и международным нормам инженерной деятельности	Требования ФГОС (ПК-8, ПК-11, ПК-16, ОПК-3, ОПК-6, ОК-4), Критерий 5 АИОР (пп. 2.4, 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р11	понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ПК-4, ПК-8, ОПК-3, ОПК-4, ОК-5, ОК-6, ОК-7, ОК-8), Критерий 5 АИОР (2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> .

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники  
 Направление подготовки – 15.04.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

Уровень образования – магистратура

Отделение автоматизации и робототехники

Период выполнения – весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.05.19	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
20.05.19	Социальная ответственность	20
28.05.19	Основная часть	60

#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Пушкарёв Максим Иванович	к.т.н.		

##### Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Начальник отдела АСУТП ОАО «ТомскНИПИнефть»	Зебзеев Алексей Григорьевич	к.т.н.		

#### СОГЛАСОВАНО:

##### Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Суходоев Михаил Сергеевич	к.т.н.		



<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Назначение и цели создания системы;</li> <li>2. Характеристики объекта автоматизации;</li> <li>3. Требования к системе в целом и к отдельным составляющим;</li> <li>4. Функции системы;</li> <li>5. Схема взаимодействия модулей ИУК;</li> <li>6. Применяемое программное обеспечение;</li> <li>7. Схемы комплексно - технических средств, функциональной структуры;</li> <li>8. Разработка принципа коррекции моделей СИМ.</li> </ol>
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Татьяна Гавриловна, доцент отделения социально-гуманитарных наук ШБИП, к.экон.н.
Социальная ответственность	Исаева Елизавета Сергеевна, старший преподаватель ООД ШБИП
Раздел на иностранном языке	Пичугова Инна Леонидовна, старший преподаватель отделения иностранных языков ОИЯ ШБИП

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

- 1 Текущая ситуация;
- 1.1 Введение;
- 1.2 Проблематика;
- 1.3 Анализ литературы;
- 2 Назначение системы. Требования к системе;
- 2.1 Назначение и цели создания системы;
- 2.4 Требования к системе в целом;
- 2.4.1 Требования к системе АСУ ТП;
- 7 Коррекция моделей в СИМ;
- 7.2 Выбор архитектуры сети;
- 7.3 Результаты обучения нейронной сети.

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Начальник отдела АСУТП ОАО «ТомскНИПИнефть»	Зебзеев Алексей Григорьевич	к. т. н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ71	Медведев Александр Сергеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b> 8ТМ71	<b>ФИО</b> Медведев Александр Сергеевич
------------------------	--

<b>Школа</b>	<b>Информационных технологий и робототехники</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Автоматизации и робототехники</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистр	<b>Направление/специальность</b>	Автоматизация технологических процессов и производств

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных источниках, стандартах, проведение моделирования работы с помощью ЭВМ и оценка эффективности исследуемой и разрабатываемой системы</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Проведение предпроектного анализа и определение возможных альтернатив проведения НТИ</i>
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	<i>Проект выполняется в рамках магистерской диссертации, устав не требуется</i>
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Запланировано управление научно-техническим проектом; выделены контрольные события проекта; рассчитан бюджет исследования</i>
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Анализ финансовой эффективности проекта</i>

**Перечень графического материала** (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>Сегментирование рынка</i></li> <li>2. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i></li> <li>3. <i>Диаграмма Исикава</i></li> <li>4. <i>Матрица SWOT</i></li> <li>5. <i>График проведения и бюджет НТИ</i></li> <li>6. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ</i></li> </ol>
--

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
8ТМ71	Медведев Александр Сергеевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 8ТМ71	ФИО Медведев Александр Сергеевич
-----------------	-------------------------------------

Школа	Информационных технологий и робототехники	Отделение школы (НОЦ)	Автоматизации и робототехники
Уровень образования	Магистрант	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств

Тема ВКР:

«Особенности проектирования системы интегрированного моделирования на примере "Цифрового" Северо-Комсомольского месторождения»	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является рабочее место в диспетчерской Северо-Комсомольского месторождения. Рабочее место находится в помещении закрытого типа с совмещенным освещением, естественной и естественной вентиляцией воздуха. Основное оборудование, на котором ведется работа – ПЭВМ. Основной вид деятельности – наблюдение за параметрами технологического процесса, формирование управляющих команд посредством ПЭВМ, формирование отчетной документации, ведение экономических расчетов на основе прогнозов, предоставленных системой.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> 1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства; 1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Нормативные документы, устанавливающие правовые и организационные требования обеспечения безопасности: - ГОСТ 12.2.032-78 «ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»; - ГОСТ 12.2.061-81 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам». Право на условия труда, отвечающие требованиям безопасности и гигиены. - Трудовой Кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ;
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов	Вредные факторы производственной среды: повышенный уровень шума, микроклимат, превышение электромагнитных и ионизирующих излучений, отсутствие или недостаток естественного света, возможное воздействие электрического тока.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Влияние на экологическую безопасность. Воздействие на литосферу и атмосферу. Утилизация бытовых отходов.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Наиболее типичная ЧС для объекта исследования – пожар.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель ООД ШБИП	Исаева Елизавета Сергеевна	—		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
8ТМ71	Медведев Александр Сергеевич		

## Реферат

Пояснительная записка содержит 189 страниц машинописного текста, 33 таблицы, 11 рисунков, 1 список использованных источников из 25 наименований, 8 приложений.

Ключевые слова: СИСТЕМА ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ, АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ, ИСКУСТВЕННАЯ НЕЙРОННАЯ СЕТЬ, АЛГОРИТМ ЛЕВЕНБЕРГА-МАРКВАРДТА, PH-КИН, HYSYS.

Цель работы: разработка требований к системе в целом и к отдельным составляющим, разработка схемы взаимодействия между компонентами информационно-управляющего комплекса, рассмотрение особенностей информационного обмена между системой СИМ и АСУ ТП, разработка схемы функциональной структуры, разработка схемы информационной структуры, рассмотрение возможности применения нейронной сети для коррекции моделей СИМ.

В данной работе разработаны требования к системе управления Северо-Комсомольского месторождения, обозначены функции каждой подсистемы, функционирующей в составе информационно управляющего комплекса. Разработаны следующие схемы: схема взаимодействия модулей ИУК, схема информационной структуры, схема комплекса технических средств, схема функциональной структуры. Предложен принцип коррекции моделей, полученных на стадии проектирования системы.

Степень внедрения: стадия разработки проектной документации.

Область применения: нефтегазовая отрасль, цифровые месторождения.

Фактором экономического эффекта, достигаемым в предложенной работе, является возможность повышения надёжности системы, повышение коэффициента извлечения нефти (КИН).

## Содержание

Термины и определения.....	16
Обозначения и сокращения .....	18
1 Текущая ситуация .....	19
1.1 Введение.....	19
1.2 Проблематика .....	20
1.3 Анализ литературы.....	22
2 Назначение системы. Требования к системе .....	26
2.1 Назначение и цели создания системы .....	26
2.2 Сведения об объектах автоматизации .....	29
2.3 Сведения об условиях эксплуатации объекта .....	30
2.4 Требования к системе в целом .....	31
2.4.1 Требования к системе АСУ ТП.....	31
2.4.2 Требования к способам и средствам связи для информационного обмена .....	35
2.4.3 Требования к способам и средствам связи со смежными системами .....	36
2.4.4 Требования к быстродействию системы .....	36
2.5 Требование по стандартизации и унификации .....	38
2.6 Требования к программному обеспечению.....	40
2.6.1 Общие требования к программному обеспечению .....	40
2.6.2 Требования к системному и прикладному программному обеспечению средств систем АСОД, СПО, СИМ и СУПО.....	41
2.7 Требования к метрологическому обеспечению .....	44
3 Функции системы.....	46

3.1	Функции АСУ ТП.....	46
3.2	Функции АСУ ПТ.....	49
3.3	Функции АСУ Э .....	49
3.4	Функции СТОиР .....	50
3.5	Функции СТН .....	51
3.6	Функции СДУ .....	51
3.7	Функции ТИС .....	51
3.8	Задачи, решаемые АСОД, СПО, СИМ и СУПО в общем случае .....	51
3.9	Функции системы интегрированного моделирования .....	54
4	Взаимодействие модулей ИУК.....	55
4.1	Автоматизированная система оптимизации добычи.....	55
4.2	Система интегрированного моделирования.....	56
4.2.1	Обмен данными внутри модуля СИМ .....	57
4.2.2	Преимущества применения СИМ в составе ИУК.....	60
4.3	Система предиктивного обслуживания.....	60
4.4	Система управления производственными операциями.....	62
4.5	Современная технология визуализации .....	63
4.6	Схема взаимодействия модулей ИУК .....	64
5	Программное обеспечение.....	66
5.1	РН – КИН .....	67
5.2	Aspen HYSYS.....	78
6	Разработка схем .....	82
6.1	Схема информационной структуры .....	82
6.1.1	OLE DB и ODBC.....	83
6.1.2	OPC DA и OPC UA .....	84

6.2	Схема комплекса технических средств .....	85
6.3	Схема функциональной структуры .....	86
7	Коррекция моделей в СИМ.....	88
7.1	Обучение нейронной сети методом Левенберга-Марквардта.....	91
7.2	Выбор архитектуры сети .....	95
7.3	Результаты обучения нейронной сети .....	95
8	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».....	97
8.1	Потенциальные потребители результатов исследования .....	97
8.2	Анализ конкурентных технических решений .....	98
8.3	Диаграмма Исикава .....	99
8.4	SWOT-анализ .....	100
8.5	Планирование научно-исследовательских работ.....	107
8.5.1	Структура работ в рамках научного исследования.....	107
8.5.2	Разработка графика проведения научного исследования.....	108
8.6	Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	114
8.6.1	Расчет материальных затрат НТИ.....	114
8.6.2	Основная заработная плата исполнителей темы .....	115
8.6.3	Дополнительная заработная плата .....	117
8.6.4	Отчисления на социальные нужды .....	117
8.6.5	Научные и производственные командировки .....	118
8.6.6	Накладные расходы .....	119
8.6.7	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта .....	120

8.7	Определение ресурсной, финансовой и экономической эффективности исследования.....	120
8.8	Оценка абсолютной эффективности исследования .....	123
8.8.1	Расчет чистой текущей стоимости .....	124
8.8.2	Дисконтированный срок окупаемости .....	125
8.8.3	Внутренняя ставка доходности .....	126
8.8.4	Индекс доходности (рентабельности) инвестиций .....	127
8.9	Вывод по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» .....	128
9	Раздел «Социальная ответственность» .....	129
9.1	Введение.....	129
9.2	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	130
9.2.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	130
9.3	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	131
9.3.1	Эргономические требования к рабочему месту .....	131
9.3.2	Окраска и коэффициенты отражения .....	132
9.3.3	Особенности законодательного регулирования проектных решений .....	133
9.4	Анализ факторов рабочей среды и производственного процесса .....	134
9.4.1	Отклонение показателей микроклимата .....	135
9.4.2	Недостаточная освещённость рабочей зоны .....	136
9.4.3	Превышение уровня шума .....	138
9.4.4	Электромагнитное и электростатическое излучения.....	139
9.5	Экологическая безопасность.....	141
9.6	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	142

9.7 Вывод по разделу «Социальная ответственность» .....	145
Заключение .....	147
Список публикаций студента .....	149
Список использованной литературы.....	150
Приложение А. Схема взаимодействия модулей ИУК .....	153
Приложение Б. Схема информационной структуры .....	155
Приложение В. Схема комплекса технических средств .....	157
Приложение Г. Схема функциональной структуры .....	159
Приложение Д. Исходные данные для обучения нейронной сети .....	161
Приложение Е. Результаты обучения нейронной сети .....	165
Приложение Ж. Показания нейронной сети на обучающей и тестовой выборках .....	167
Приложение 3. Features of the integrated modeling system design by example "Digital" Severo-Komsomolsk field .....	171

## Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**SCADA (англ. Supervisory Control And Data Acquisition):**

Инструментальная программа для разработки программного обеспечения систем управления технологическими процессами в реальном времени и сбора данных.

**автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП):** Автоматизированная система управления технологическим процессом – комплекс программных и технических средств, предназначенный для автоматизации управления технологическим оборудованием на предприятиях. Под АСУ ТП обычно понимается комплексное решение, обеспечивающее автоматизацию основных технологических операций на производстве в целом или каком-то его участке, выпускающем относительно законченный продукт.

**автоматизированное рабочее место (АРМ):** Программно-технический комплекс, предназначенный для автоматизации деятельности определенного вида. При разработке АРМ для управления технологическим оборудованием, как правило, используют SCADA-системы.

**информационно-управляющий комплекс (ИУК):** Комплекс аппаратно-программных средств автоматического управления операциями по добыче нефти и газа, интегрированная информационная среда, являющаяся автоматизированной системой поддержки принятия решений процесса управления добычей, направленная на оптимизацию производства и достижение ключевых показателей.

**искусственная нейронная сеть (ИНС):** Математическая модель, а также её программное или аппаратное воплощение, построенная по принципу организации и функционирования биологических нейронных сетей — сетей нервных клеток живого организма.

**математическая модель (ММ):** Представление изучаемого в конкретно-научном знании явления или процесса на языке математических понятий. При этом ряд свойств исследуемого явления предполагается получить на пути исследования собственно математических характеристик модели.

**программируемый логический контроллер (ПЛК):** Специализированное компьютеризированное устройство, используемое для автоматизации технологических процессов. В отличие от компьютеров общего назначения, ПЛК имеют развитые устройства ввода-вывода сигналов датчиков и исполнительных механизмов, приспособлены для длительной работы без серьезного обслуживания, а также для работы в неблагоприятных условиях окружающей среды. ПЛК являются устройствами реального времени.

**распределенная система управления (РСУ):** Система управления технологическим процессом, характеризующаяся построением распределённой системы ввода вывода и децентрализацией обработки данных

**система интегрированного моделирования (СИМ):** Система, предназначенная для моделирования объектов месторождения с целью создания их цифровой копии (модель пласта, скважины, системы ППД, трубопроводных сетей, объектов подготовки нефти), а так же объединения этих моделей в единую интегрированную модель.

**технологический процесс (ТП):** последовательность технологических операций, необходимых для выполнения определенного вида работ. Технологический процесс состоит из рабочих операций, которые в свою очередь складываются из рабочих движений (приемов).

## Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими обозначениями:

АРМ – Автоматизированное рабочее место;

АСОД – Автоматизированная система оптимизации добычи;

АСУ – Автоматизированная система управления;

АСУ ПТ – Автоматизированная система управления пожаротушением;

АСУ ТП – Автоматизированная система управления технологическим процессом;

АСУ Э – Автоматизированная система управления энергоснабжением;

ГКА – Газокомпрессорный агрегат;

ДКС – Дожимная компрессорная станция;

ИММ – Интегрированная математическая модель;

ИУК – Информационно-управляющий комплекс;

НСПР – Нейронная сеть прямого распространения;

СПАЗ – Система противоаварийной защиты;

ПО – Программное обеспечение;

ППД – Система поддержания пластового давления;

СДУ – Система диспетчерского управления;

СИМ – Система интегрированного моделирования;

СПО – Система предиктивного обслуживания;

СТН – Система телевизионного наблюдения;

СТОиР – Система технического обслуживания и ремонта;

СУПО – Система управления производственными операциями;

ТИС – Технологические информационные системы;

ЦПС – Центральный пункт сбора.

# 1 Текущая ситуация

## 1.1 Введение

За последнее десятилетие наблюдается существенные изменения в системах управления технологическими процессами. Эти изменения обусловлены появлением возможности контроля и анализа производственных процессов в реальном времени, а так же благодаря развитию техники, позволяющей проводить расчеты повышенной сложности, в сравнительно небольшое время.

В современных реалиях в условиях колеблющихся цен на углеводороды, наблюдается увеличение затрат на освоение нефтегазовых месторождений. Данный факт заставляет нефтегазодобывающие компании внедрять технологии, снижающие себестоимость добычи.

Вычислительные технологии в нефтегазодобывающей отрасли начали своё развитие, начиная с 1980г. К началу XX века они превратились в комплекс отдельных программ, которые позволяли отдельно моделировать пласт, трубопроводные сети и систему подготовки. Это была эпоха цифровых месторождений. Направление развития в данный период имело направление от простого к сложному: от измерения и учета показаний, до решения проблем в масштабе месторождений.

Главным фактором обеспечения прорыва в поиске оптимальных решений по управлению месторождением является ускорение процесса обработки данных.

На смену цифровому месторождению пришло интеллектуальное месторождение. Технологии, применяемые на месторождениях данного типа, позволяют обеспечить автоматизацию сбора, фильтрацию, хранение и обработку данных. После получения необходимых данных появляется возможность описать происходящие в системе физические процессы, тем самым появляется возможность прогнозировать добычу углеводородов и

визуализировать значимые параметры технологического процесса для принятия важных управленческих решений.

Для того, чтобы поддержать уровень добычи и получить максимальное раскрытие потенциала действующих месторождений, необходимо внедрять новые технологии. Внедряется многоэтапное компьютерное моделирование залежей с построением сейсмической, геологической и гидродинамической моделей месторождения с применением алгоритмов 3D интерпретации, моделирования и симуляции многофазных потоков.

Главным отличием интеллектуального месторождения от цифрового является наличие интегрированной модели месторождения (ИММ). Именно интегрированная модель месторождения позволяет связать воедино все этапы освоения актива месторождения. Благодаря алгоритмам актуализации моделей оборудования и пласта, появилась возможность прогнозировать объемы добычи, находить «узкие места» в производстве, сократить время простоя оборудования, сократить время на техническое обслуживание и ремонт, что позволило расширить возможности бизнес - планирования.

## **1.2 Проблематика**

Развитие и состояние нефтегазового комплекса существенно влияет как на экономику России в целом, так и на благосостояние каждого гражданина в отдельности. Наряду с тем, что значимость и важность устойчивого развития нефтегазового комплекса очень важно, наблюдается большое количество проблем, которые могут негативно повлиять на экономику страны.

Существует несколько существенных проблем нефтегазодобывающей отрасли в России:

- 1) **Трудноизвлекаемые запасы нефти.** К таким запасам относятся месторождения, характеризующиеся сложностью добычи нефти, обусловленной физическими свойствами нефти или иными причинами.

«По оценкам на сегодняшний день добывается около 20 млн. т в год, что составляет всего 0,2 % от общего объёма трудноизвлекаемой нефти на территории России. Тогда как в структуре общих запасов доля трудноизвлекаемой нефти составляет 60 %» [1]. График роста процентного содержания трудноизвлекаемой нефти представлен на рисунке 1.

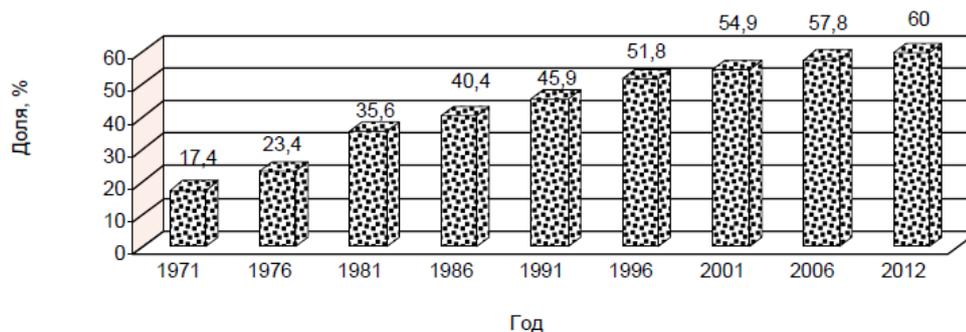


Рисунок 1 – Динамика доли трудноизвлекаемых запасов в России

Причиной, по которой не ведётся разработка трудноизвлекаемых запасов нефти в России это высокая себестоимость добычи, которая, как правило, превышает себестоимость добычи традиционной нефти в 2 – 2,5 раза.

2) **Низкий коэффициент извлечения нефти (КИН).** В России наблюдается стабильное снижение КИН на протяжении нескольких десятилетий. На данный момент он составляет около 0,35. Наряду с этим, в зарубежных странах КИН сохраняется на показателе (0,4 – 0,46) при условиях значительно худшей структуре запасов. Это связано с тем, что в ряд зарубежных стран тратит огромные деньги на развитие нефтяной науки, а так же на программные средства, предназначенные для проектирования месторождений.

Данные проблемы приводят к росту себестоимости нефти, т.к. запасы легкоизвлекаемой нефти постепенно иссякают. Одной из причин резкого снижения запасов легкоизвлекаемой нефти является жадность нефтедобывающих компаний, которые целенаправленно гнались за максимализацией добычи, не заботясь о стабильной эксплуатации месторождения на протяжении всего срока его разработки.

Решением, призванным исправить данную ситуацию, является применение концепции интеллектуального месторождения. Данная технология позволит повысить нефтеотдачу, и, что более важно, стабильно разрабатывать месторождение на всём сроке его эксплуатации.

Интеллектуальные месторождения (smart fields) – система оперативного управления производственными задачами нефтегазового промысла, включающая набор бизнес-процессов, направленных на оптимизацию добычи и сокращение финансовых потерь путём своевременного выявления проблем и быстрого принятия решений многопрофильными группами на основе данных в режиме реального времени [2].

Для того, чтобы стимулировать нефтегазовые компании инвестировать деньги на разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, в июне 2013 г. президентом был подписан закон о дифференциации налога на полезные ископаемые, добытые из трудноизвлекаемых запасов. Это в свою очередь приведёт к вложению денег в развитие концепции интеллектуального месторождения, со всеми вытекающими последствиями.

### **1.3 Анализ литературы**

Согласно данным, представленным в работе [3], существует ряд проблем в нефтегазовом комплексе на территории России. Основными проблемами является рост трудноизвлекаемых запасов нефти и низкий коэффициент извлечения нефти (КИН). Проведён анализ ситуации на нефтегазовом комплексе зарубежных стран, из которого следует вывод, что на территории России осуществляется недостаточное финансирование научных разработок по направлению развития концепции интеллектуального месторождения.

Применение проектов интеллектуальных месторождений является выгодным решением для нефтегазового комплекса России, не только в экономическом плане, но и в техническом. Внедрение концепции позволит

сохранить конкурентоспособность и высокую прибыль нефтегазовой отрасли на рынке, что благоприятно скажется на экономике всей страны.

В работе [4] обозначены основные тенденции для скорейшего развития концепции интеллектуальных месторождений:

1) в области разработки месторождений с тяжелыми и вязкими нефтями необходимо внедрение новых интеллектуальных методов и технологий с целью повышения нефтеотдачи;

2) переход к автоматизированным системам управления (АСУ), тем самым расширяя границы применения проектов интеллектуального месторождения;

3) работа с опорными ВУЗами страны с целью создания технологий и методов более рационального и рентабельного способа разработки месторождений;

4) льготы для проектов интеллектуальных месторождений, которые ориентированы на добычу трудноизвлекаемых запасов нефти, в том числе проектов месторождений, расположенных на арктическом шельфе.

Существует несколько определений интеллектуального и цифрового месторождения, встречающихся в литературных источниках. В источнике [5] понятие интеллектуального месторождения даётся как: «динамическая система взаимосвязанных технологий и бизнес-процессов, обеспечивающих повышение экономической эффективности всех элементов производства и управления нефтегазовым активом [5]». В источнике [6], понятие цифрового месторождения дается как: «программное обеспечение, включающее набор приложений, которые позволяют описывать поведение месторождения на компьютере [6]». В источнике [7], понятие интеллектуального месторождения дается как: «формирование дополнительной ценности нефтегазового актива путем создания цикла сбора данных, моделирования, принятия решений и их исполнения [7]».

Как можно заметить, точного определения терминам цифровое и интеллектуальное месторождение нет, каждая организация, занимающаяся

проектированием, вкладывает в данные понятия разный смысл. В рамках данной работы под понятием «интеллектуальное месторождение» следует понимать систему оперативного управления нефтегазовым месторождением и системой переработки, включающую в себя достаточное количество бизнес-процессов, направленных на оптимизацию добычи и сокращение финансовых затрат и потерь путем своевременного принятия решений профильными группами, участвующими в добыче, переработке и транспорте нефти и газа, на основе данных, полученных и обработанных в режиме реального времени.

В источнике [8] изложена основная идея и концепция интегрированного моделирования. Применение интегрированной модели вместо нескольких моделей отдельных этапов добычи и переработки позволяет не только получить более точную оценку показателей за счет учета взаимовлияния, но и существенно улучшает взаимодействие функциональных подразделений благодаря появлению системы предиктивного обслуживания (СПО). В данной работе выделены основные модели, которые входят в состав интегрированной модели. Таковыми являются:

- 1) модель пласта;
- 2) модель скважины;
- 3) модель системы сбора и ППД;
- 4) модель системы подготовки;
- 5) модель системы сдачи;
- 6) экономическая модель.

Данные модели участвуют в замкнутом цикле моделирования производственного процесса, представленном на рисунке 2.



Рисунок 2 – Интегрированная модель

Вместе с этим, в источнике [8] сделан акцент на том, что при внедрении новых технологий, отношение к данным, попадающим в системы интегрированного моделирования, должно быть на порядок серьезнее. Потребуется пересмотр процессов сбора и обработки информации, нормативной и регламентирующей документации. «Только качественные, непротиворечивые данные, поступающие с нескольких источников, могут использоваться в расчетах [8]».

В источнике [8] так же указано, что внедрение технологий интегрированного моделирования позволяют получать выгоду уже в течении первых нескольких лет после внедрения. К примеру, на месторождении Каракадук за 3 года после внедрения интегрированной модели, добыли дополнительно 43 тыс.тон нефти, что позволило получить экономический эффект в 8,2 млн. долларов. Данные цифры впечатляют, что говорит об абсолютной рентабельности вложений денег в развитие концепции интеллектуального месторождения.

## **2 Назначение системы. Требования к системе**

### **2.1 Назначение и цели создания системы**

Информационно – управляющий комплекс (ИУК) – комплекс аппаратно-программных средств автоматического управления операциями по добыче нефти и газа, интегрированная информационная среда, являющаяся автоматизированной системой поддержки принятия решений процесса управления добычей, направленная на оптимизацию производства и достижение ключевых показателей, путем непрерывного мониторинга, автоматического анализа динамики показателей процессов и взаимовлияния показателей на все узлы технологического процесса в целом, основанная на взаимосвязанных наборах цифровых моделей активов (пласта, скважины, системы нефтесбора, подготовки нефти, экономики и др.).

Концепция интеллектуального месторождения нацелена на развитие следующих автоматизированных процессов, которые в конечном итоге должны улучшать экономику предприятия:

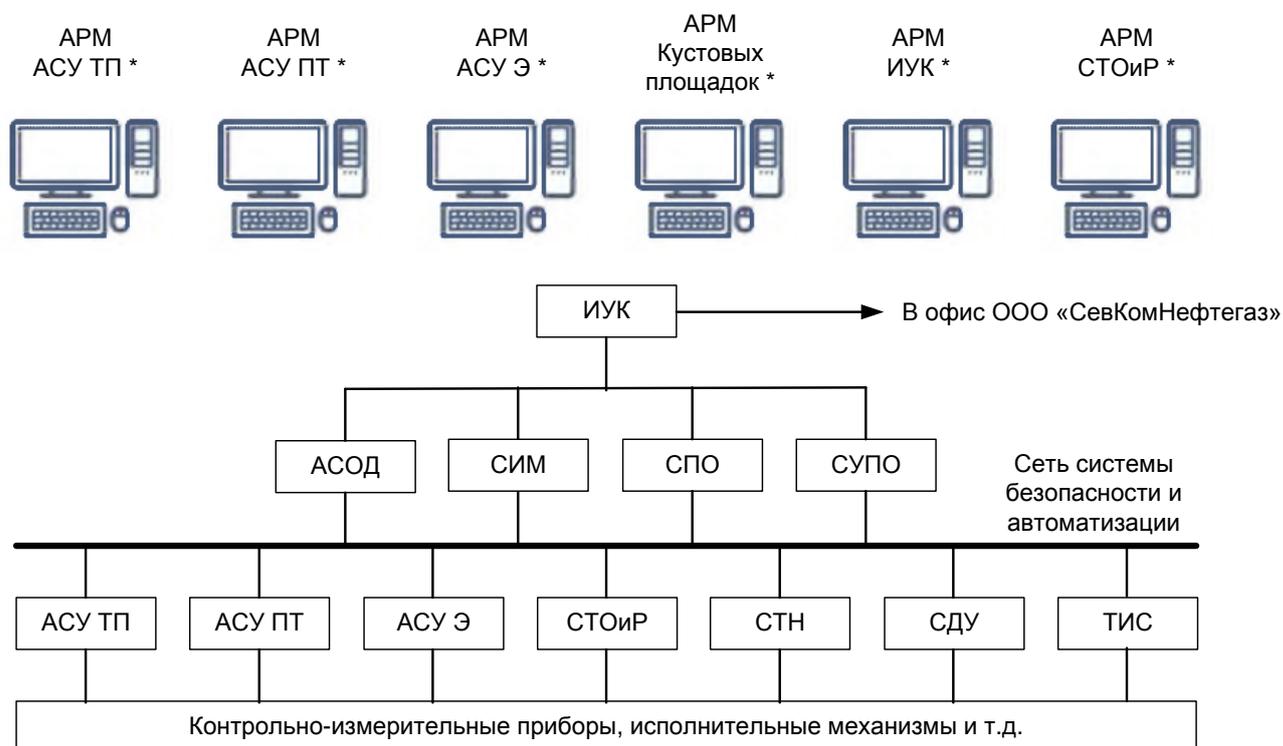
- автоматический сбор и анализ информации;
- предиктивная аналитика;
- идентификация и анализ отклонений;
- планирование операций;
- контроль выполнения планов;
- удаленное управление - роботизация;
- оптимизация производства на всех его этапах;
- управление экономикой предприятия.

Информационно – управляющий комплекс (ИУК) должен включать следующие основные системы:

- 1) автоматизированная система оптимизации добычи (АСОД) совмещенная с системой поддержки принятия решений в процессах механизированной добычи;
- 2) система интегрированного моделирования (СИМ);

- 3) система предиктивного обслуживания(СПО);
- 4) система управления производственными операциями(СУПО);
- 5) комплект автоматизированных производственных систем ИУК:
  - автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП);
  - автоматизированная система управления пожаротушением (АСУ ПТ);
  - автоматизированная система управления энергоснабжением (АСУ Э);
- 6) система технического обслуживания и ремонтов (СТОиР);
- 7) система телевизионного наблюдения (СТН);
- 8) система диспетчерского управления (СДУ);
- 9) технологические информационные системы (ТИС);

Структурная схема ИУК представлена на рисунке 3.



\* - Состав и количество АРМ показаны условно и уточняются на стадии РД

Рисунок 3 – Структурная схема ИУК

Назначением и целями создания АСУТП является:

- автоматизация процесса и возможность автоматического и дистанционного управления технологическими процессами объекта;
- визуализация технологических процессов;
- архивирование событий и значений параметров технологических процессов;
- повышение надежности и безопасности ведения технологического процесса;
- передача информации в вышестоящую информационную систему;
- предотвращение технологических инцидентов путем сигнализирования или перевода процессов в безопасное состояние.

Назначением АСУ ПТ является:

- оповещение и управление эвакуацией персонала и техники;
- автоматизация задач раннего обнаружения и тушения пожаров;
- визуализация процессов, задействованных в пожаротушении;
- архивирование событий и значений параметров, связанных с назначением системы.

Назначением АСУ Э является:

- автоматизация процессов энерго- и теплоснабжения;
- технологический и коммерческий учет операций энергоснабжения;
- визуализация процессов энерго- и теплоснабжения;
- архивирование событий и значений параметров процессов энерго- и теплоснабжения.

Назначением СТОиР является:

- автоматизация процессов планирования, организации и контроля выполнения операций СТОиР оборудования;
- управление мобильным персоналом, контроль и оптимизация его перемещений с целью сокращения затрат и обеспечения безопасности;

– архивирование событий, связанных с организацией процесса СТОиР.

Назначением совокупности систем АСОД, СИМ, СПО и СУПО является оптимизация процесса эксплуатации месторождения исходя из задаваемых значений ключевых показателей.

Назначением СТН является организация видеомониторинга производственной деятельности на площадных объектах, кустовых площадках, площадках складирования, опорных базах и административно – бытовом комплексе промысла.

Назначением СДУ является обеспечение службы ПДС необходимыми средствами для локального и удаленного взаимодействия с другими системами, персоналом и транспортными средствами.

Назначением ТИС является интеграция информационной структуры объекта с единой информационной корпоративной структурой нефтегазовых активов ПАО «НК «Роснефть».

## **2.2 Сведения об объектах автоматизации**

В данном разделе приведены краткие сведения об объектах автоматизации, а также перечень технологического оборудования объекта автоматизации.

Объектами автоматизации Системы являются:

Северный блок:

- ЦПС с КНС;
- ДКС с УПГ;

Южный блок:

- ДНС с УПСВ;
- ЦДНГ;
- Растворно – солевой узел (PCY);
- ВОС;

- КОС.

Объект обустройства инфраструктуры 1й этап:

- база МТР;
- база ДРСУ;
- площадка стоянки автотранспорта;
- склады нефтепродуктов, ГСМ.

Объекты обустройства инфраструктуры (этап 2):

Кустовые площадки

- кусты ПРМ (30шт).

Кустовые площадки водозаборных скважин:

- КП№1;
- КП№2.

Промысловые трубопроводы:

- нефтепровод «ЦПССК – НПС Пурпе», СИКН;
- газопровод "УКПГ СК – ГВТ Харампурского месторождения",

УКУГ.

Объекты Энергетики:

- ПС 110/35/6 кВ2х63 МВА;
- ПС 35/6 кВ2х32 МВА.

Перечень объектов автоматизации уточняется на этапе проектирования.

### **2.3 Сведения об условиях эксплуатации объекта**

В данном разделе представлены сведения об условиях эксплуатации объекта автоматизации и характеристиках окружающей среды

Большая часть оборудования будет размещена внутри помещений и эксплуатироваться при температуре окружающей среды от 18 °С до 25 °С. Должна быть предусмотрена возможность транспортировки и хранения оборудования при температурах до минус 40 °С. Кроме того, возможно

аварийное снижение температуры в помещениях до минус 40 °С в случае неисправности системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, после которого при восстановлении нормальных условий оборудование не должно терять работоспособность.

Климатическое исполнение и категорию размещения оборудования принять по ГОСТ15150-69, с учетом климатической характеристики района размещения.

Оборудование, размещаемое на открытом воздухе должно сохранять работоспособность в диапазоне температур от минус 55 до плюс 36 °С.

Датчики технологических параметров и исполнительные механизмы, устанавливаемые на технологических аппаратах и трубопроводах, а также датчики контроля загазованности воздуха наружной территории должны удовлетворять следующим климатическим условиям:

- район крайнего севера, многолетнемерзлые грунты;
- абсолютный минимум температуры воздуха (в декабре) – минус 55 °С, абсолютный максимум (в июне – июле) – плюс 36 °С.
- продолжительность безморозного периода 87 дней, устойчивых морозов – 189 дней.
- расчетная температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 – минус 46 °С.
- сейсмичность района менее 6 баллов.

## **2.4 Требования к системе в целом**

### **2.4.1 Требования к системе АСУ ТП**

Структура автоматизированных технологических систем АСУ ТП должна состоять из следующих подсистем:

- система управления;
- СПАЗ.

Структуры и функции указанных подсистем должны соответствовать разделу VI Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утвержденных приказом Ростехнадзора от 11.03.2013 №96.

Автоматизированные технологические системы ИУК должны быть построены по иерархическому принципу и в соответствии с ним состоять из следующих уровней:

- нулевого (ввода/вывода данных);
- первого (автоматического управления);
- второго (операторского (диспетчерского) управления).

Средства **нулевого** уровня автоматизированных систем должны быть представлены:

1) для АСУ ТП:

- местными показывающими приборами измерения параметров технологических процессов;
- первичными средствами измерений параметров технологических процессов;
- исполнительными органами, задействованными в управлении технологическими процессами;
- аппаратурой местного управления технологическими процессами;

2) для АСУ ПТ:

- пожарными извещателями, оповещателями;
- исполнительными органами, задействованными в пожаротушении;

3) для АСУ Э:

- цифровыми счетчиками электроэнергии;

- счетчиками воды и тепловой энергии;
- исполнительными органами, задействованными в управлении энергоснабжением.

Средства **первого** уровня автоматизированных систем должны быть представлены ПЛК, предназначенными для получения данных с нулевого уровня, исполнения заданных алгоритмов автоматического управления в режиме реального времени, передачи данных на второй уровень для принятия решений операторами (диспетчерами), формирования управляющих команд для исполнительных органов.

Средства **второго** (диспетчерского (операторского) управления) уровня автоматизированных систем должны быть представлены:

- 1) промышленными серверами, предназначенными для:
  - обмена данными с первым уровнем и со смежными информационными системами;
  - организации обмена данными между прочими компонентами второго уровня автоматизированных систем;
  - хранения истории процесса в базах данных реального времени;
- 2) средствами ЧМИ, предназначенными для визуализации процессов и взаимодействия с операторами (диспетчерами);
- 3) средствами разработки экранных форм и администрирования СУБД;
- 4) средствами разработки прикладного ПО и централизованного удаленного конфигурирования ПЛК, входящих в состав первого уровня.

Каждая из систем:

- система управления АСУ ТП;
- СПАЗ АСУ ТП;
- АСУПТ;
- АСУЭ

Для каждой ключевой технологической площадки:

- ЦПС;
- ДКС с УПГ

И близлежащих к ней объектов должна быть представлена отдельным самостоятельным ПТК, имеющим собственные средства нулевого, первого и второго уровней. Компоненты первого и второго уровней каждого такого самостоятельного ПТК должны быть объединены в локальные вычислительные сети на базе стандартов группы Ethernet (IEEE 802.3) с пропускной способностью не ниже 100 Мбит/с. Для обмена данными по указанным сетям должны применяться предметно - ориентированные промышленные протоколы с поддержкой приложений реального времени и совместимые с применяемыми средствами разработки прикладного ПО и удаленного конфигурирования ПЛК.

Для каждого объекта добычи (кустовые площадки), поддержания пластового давления (КНС) и нефтегазосборных сетей (трубопровод) автоматизированные системы должны быть представлены самостоятельным ПТК, имеющим собственные средства нулевого и первого уровней. Средства второго уровня автоматизированных систем таких объектов должны быть реализованы на базе компонентов автоматизированных систем второго уровня ключевых технологических площадок, таких как ЦПС, ДКС с УПГ.

Средства разработки экранных форм ЧМИ, визуализации автоматизируемых процессов, разработки прикладного ПО и удаленного централизованного конфигурирования ПЛК для каждого самостоятельного ПТК должны быть объединены в едином программном решении в соответствии с концепцией распределенных систем управления.

Решения по выбору технических средств должно предусматривать:

- резервирование наиболее важных узлов и компонентов системы (при необходимости);
- обеспечение бесперебойного питания компонентов системы;
- обеспечение обмена данными с другими системами.

Элементная база комплекса технических средств АСУТП должна состоять из серийно выпускаемых средств автоматизации вычислительной техники и обеспечивать выполнение всех функций, возложенных на систему техническими требованиями.

Используемый ПТК должен обладать следующими качествами:

- модульный принцип построения;
- надежный, устойчиво работающий и удобный интерфейс пользователя;
- высокий срок эксплуатации;
- простота технического обслуживания, ремонта и поиска неисправностей;
- возможность интеграции с другим оборудованием с помощью стандартных решений и протоколов связи программного обеспечения.

#### **2.4.2 Требования к способам и средствам связи для информационного обмена**

Обмен информацией между нулевым и первым уровнем должен осуществляться по стандартным сигналам (аналоговым (4 – 20) мА / (4 – 20) мА + HART, с использованием цифрового интерфейса RS – 485, дискретным «сухой контакт»).

Обмен информацией между первым и вторым уровнем должен осуществляться по резервируемой сети управления, реализованной на базе ЛВС стандартов Ethernet. Данная сеть не может быть использована для подключения других устройств.

Физической средой передачи данных является кабель "экранированная витая пара" категории 5е, либо оптоволоконный кабель (тип волокна определить на этапе разработки рабочей документации).

Передачу данных между площадочными объектами и узлом связи предусмотреть с помощью волоконно – оптических линий связи.

Передачу данных от кустовых площадок в систему телемеханики осуществить с помощью волоконно – оптических линий связи и ШБД - радиоканала.

### **2.4.3 Требования к способам и средствам связи со смежными системами**

Обмен данными между Системой и смежными системами на первом уровне должен быть организован с использованием дискретного сигнала "сухой контакт" или интерфейса RS – 485 (протокол Modbus RTU для автоматической пожарно – охранной сигнализации. Для остальных систем с использованием цифрового интерфейса RS – 485 (протокол Modbus RTU или Ethernet (Modbus TCP). Перечень данных обмена между системами определить на этапе разработки рабочей документации.

### **2.4.4 Требования к быстродействию системы**

Требования к показателям быстродействия устанавливаются для таких функций АСУ ТП НГД и нефтеподготовки, от несвоевременного выполнения которых могут зависеть безопасность и/или эффективность эксплуатации объекта.

Состав и количественные и качественные значения требуемых показателей быстродействия АСУ ТП представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Показатели быстродействия для разных видов функций АСУ ТП

<b>№</b>	<b>Наименование функции (группы функций)</b>	<b>Быстродействие</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
1	Периодичность опроса сигналов, обеспечивающая необходимую точность фиксации времени событий и значений аналоговых сигналов по отношению к системному времени программно-	Не более 1 с.

Продолжение таблицы 1 – Показатели быстродействия для разных видов функций АСУ ТП

1	2	3
	технического комплекса.	
2	<p>Задержка от подачи оператором команды вызова информации до начала вывода/ до окончания вывода соответственно:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– на экран монитора;</li> <li>– на экран коллективного пользования.</li> </ul>	<p>Не более 2 с. Не более 5 с.</p>
3	<p>Периодичность обновления информации:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– на экране монитора;</li> <li>– на экране коллективного пользования.</li> </ul>	<p>По изменению переменной. Не более 15 с.</p>
4	<p>Задержка в отображении спонтанно появляющихся сигналов предупредительной и аварийной сигнализации на экранах мониторов операторских станций.</p>	<p>Не более 1 с.</p>
5	<p>Время выдачи управляющего воздействия по каналам технологических защит после обнаружения аварийной ситуации.</p>	<p>Не более 0,5 с.</p>
6	<p>Время прохождения команды от момента нажатия оператором – технологом кнопки виртуального блока управления до появления сигнала на выходных цепях ПТК.</p>	<p>Не более 1 с.</p>
	<p>Задержка от момента выдачи оператором команды дистанционного управления до</p>	<p>Не более 2 с.</p>

Продолжение таблицы 1 – Показатели быстродействия для разных видов функций АСУ ТП

1	2	3
7	отображения на мониторе результатов выполнения команды (без учета времени отработки команды объектом управления).	
8	Задержка от момента приема команды управления от систем противоаварийного управления до начала ее отработки.	Не более 25 мс.

## 2.5 Требование по стандартизации и унификации

Разрабатываемая система должна быть универсальной и соответствовать достигнутому мировому уровню в области создания систем по функциональному развитию, удобству эксплуатации обслуживания.

Технические и программные решения, используемые в системе, должны быть максимально унифицированы (на уровне технологического объекта).

Должна быть обеспечена унификация:

- математического обеспечения, то есть использование типовых алгоритмов и методов обработки данных, типовых методик расчета технико – экономических показателей, регистрации и отображения информации, типовых алгоритмов управления;
- лингвистического обеспечения, то есть использование рационального и ограниченного количества языков программирования, создание, по возможности, единых средств языкового взаимодействия различных категорий персонала с вычислительной техникой;
- программного обеспечения, то есть использование стандартных программных средств и программных модулей, использование методов структурного программирования, модульного принципа построения программных компонентов, использование единообразных связей между

программными модулями на основе единых программных интерфейсов, использование операционных систем, отвечающих международным стандартам;

– компонентов технического обеспечения, то есть использование во всех системах и подсистемах (в том числе и в локальных системах управления блочных установок), входящих в комплект поставки технических устройств, применение полностью совместимых (электрически, конструктивно, логически, информационно) средств микропроцессорной и вычислительной техники.

Аппаратура Системы должна быть спроектирована с максимальной унификацией решений. Унификация всех решений должна обеспечиваться единообразным подходом к решению однотипных задач, созданием унифицированных объектно-ориентированных компонентов технического, программного, информационного, лингвистического обеспечения.

Конструктивы шкафов, функциональных модулей должны быть унифицированы во всех устройствах комплекса технических средств АСУ ТП. Должна использоваться минимальная номенклатура различного оборудования.

Должно использоваться минимальное количество номиналов питающих напряжений.

В инструментальной системе должны использоваться универсальные операционные системы и технологические языки программирования высокого уровня.

Формы представления информации должны быть максимально приближенными к проектным изображениям технологических схем и их элементов.

Технологические алгоритмы должны разрабатываться в формализованном виде на специализированном языке, доступном специалистам – технологам.

## **2.6 Требования к программному обеспечению**

### **2.6.1 Общие требования к программному обеспечению**

Программные средства Системы должны обеспечивать возможность модернизации и развития.

Программные средства Системы должны быть достаточными для реализации совместно с техническими средствами необходимого набора функций системы, начиная от сбора и отображения технологической информации до контроля и автоматизированного управления производством в реальном масштабе времени. Программные средства Системы должны обеспечивать точность, своевременность и достоверность предоставления информации.

Программные средства Системы должны обеспечивать возможность создания автоматизированных систем, открытых для модернизации и развития.

Программное обеспечение должно быть построено таким образом, чтобы отсутствие отдельных данных не сказывалось на выполнении функций Системы, при реализации которых эти данные не используются.

Программные средства Системы должны обеспечивать проверку систем загазованности и технологических защит оборудования без его остановки. В рамках разработки программного обеспечения должна быть разработана методика проверки систем загазованности и технологических защит оборудования без его остановки.

Период хранения архива базы данных и трендов должен составлять не менее 1 года.

Программные средства Системы должны включать системное ПО и прикладное ПО на отдельных электронных носителях с инструкцией по восстановлению.

Системное программное обеспечение должно поставляться комплектно с аппаратными средствами автоматизированных систем, или

приобретаться как законченный продукт у специализированных фирм (Разработчиков и Поставщиков программных продуктов).

Системное программное обеспечение (в том числе разработанное за рубежом) должно быть обеспечено всеми необходимыми услугами по технической поддержке, оказываемыми предприятиями (организациями, фирмами) действующими на территории РФ, включая услуги по обучению Заказчика, консалтингу, гарантийному и постгарантийному обслуживанию, предоставлению русскоязычной документации.

Пригодность системного программного обеспечения и его применение в составе Системы должны подтверждаться сертификатами, свидетельствами, протоколами испытаний.

Прикладное программное обеспечение перед применением в Системе, должно пройти отладку, испытания и приемку, проводимую в условиях максимально приближенных к условиям применения на объектах.

Готовность прикладного программного обеспечения к промышленной эксплуатации должна подтверждаться результатами испытаний, проведенными по программе и методике, согласованной с работниками Компании.

### **2.6.2 Требования к системному и прикладному программному обеспечению средств систем АСОД, СПО, СИМ и СУПО**

Все поставляемые (в случае необходимости) в составе Системы программные средства должны иметь сертификаты, а также лицензионные соглашения (лицензии), подтверждающие правомочность их использования. ПО должно поставляться с комплектами лицензий, соответствующими числу рабочих мест, на которых его предполагается устанавливать.

ПО Системы должно обладать следующими характеристиками:

- выполнять весь перечень алгоритмов математического обеспечения;

- обеспечивать устойчивость к ошибочным ситуациям, в том числе при неверных и противоречивых данных; сбоях в работе программ, отказы части вычислительных средств, ошибки персонала должны диагностироваться, сопровождаться сообщениями, и не должны вызывать нарушений в работе Системы;

- обеспечивать автоматический перезапуск при восстановлении электрического питания после его отключения без выдачи ложных сигналов;

- давать правильные результаты при всех комбинациях исходных данных, допустимых в рамках постановки задачи;

- иметь возможность оперативного конфигурирования в процессе функционирования Системы;

- проведение уполномоченным лицом такого отключения должно быть однозначным образом отражено в ЧМИ и зафиксировано в архиве событий.

Программное обеспечение Системы должно выполняться с применением языков высокого уровня и обеспечивать:

- максимально использовать отлаженные библиотеки элементов и типовых алгоритмов;

- осуществлять корректировки прикладных программ серверов без необходимости останова технологического процесса;

- защиту от несанкционированных действий специалистов, а также регистрацию их действия в процессе работы;

- возможность наращивания системы при минимальном изменении программного обеспечения и конфигурации системы;

- сохранность параметров настройки программ, изменяемых в процессе наладки;

Программное обеспечение Системы должно включать в себя следующие составные части:

- программное обеспечение рабочих станций АРМ пользователя, администратора и системного инженера;
- программное обеспечение серверного оборудования.

Для реализации функций Системы должно быть предусмотрено: системное, сервисное и прикладное ПО.

Системное и сервисное ПО должно обеспечивать разработку (изменение, дополнение) интерфейса оператора, ведение, сигнализацию и управление оперативной регистрацией хода процесса, архивирование данных и графическое их изображение, выдачу протоколов и возможность доступа к историческим данным для получения параметров за любой период времени.

Сервисное ПО Системы должно использоваться в процессе создания и отладки программ пользователя (формирование графиков, схем, таблиц), их редактирования. В его состав должны входить интерпретаторы, редакторы, библиотеки стандартных и вспомогательных программ (базовых программных модулей), инструментальные программные средства, программные средства оперативного обслуживания БД.

Системное ПО АРМ должно быть достаточным для функционирования прикладного и сервисного ПО. Сетевыми операционными системами должна обеспечиваться поддержка стека протоколов TCP/IP.

Прикладное ПО включает в себя специально разработанные алгоритмы обработки данных, выдачи информационных сообщений и управляющих команд, позволяющие реализовать функции Системы, описанные в настоящих технических требованиях, в полном объеме.

Основные пользовательские средства Системы включают в себя:

- среда пользователя (режим выполнения) – визуализация технологических процессов в режиме онлайн;
- просмотр истории процесса – отображение оперативной и архивной информации, получаемой от архиватора данных процесса, а также из журнала событий;

- диагностика.

ПО должно быть соответствующим образом документировано и содержать, как минимум, следующие материалы:

- руководство пользователя для работы в среде ПО ЧМИ, установленной на его рабочем месте;
- руководство системного инженера, позволяющее квалифицированному персоналу получить сведения по конфигурированию Системы и диагностике неисправностей, а так же включающее в себя листинг низового ПО проекта с подробными комментариями к нему;

Техническая документация на ПО должна поставляться в типографском исполнении (твердых копиях) и в электронном виде (на CD) на русском языке.

Программные средства Системы должны обеспечивать непрерывное ведение исторического архива событий и базы данных за весь период эксплуатации месторождения.

## **2.7 Требования к метрологическому обеспечению**

Технические средства нулевого уровня Системы, должны обладать показателями точности не хуже типовых значений:

- для преобразователей давления допустимая приведенная погрешность не более  $\pm 0,5 \%$ ;
- для преобразователей температуры допустимая абсолютная погрешность не более  $\pm 1,0 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
- для средств измерений уровня допустимая погрешность не более  $\pm 5 \text{ мм}$ ;
- для счетчиков оперативного учета газа допустимая относительная погрешность  $\pm 5,0 \%$ .
- для счетчиков оперативного учета жидкости допустимая относительная погрешность  $\pm 2,5 \%$ .

– для сигнализаторов горючих газов: Основная абсолютная погрешность, % НКПР не более:  $\pm 5$  % для измерений и не более  $\pm 1$  % для срабатывания сигнализации;

Все средства измерения, входящие, в состав комплектации объекта должны иметь свидетельства, сертификаты и разрешительные документы в области стандартизации, метрологии и контроля качества:

– сертификаты (или декларации) соответствия техническому регламенту таможенного союза ТРТС010/2011 "О безопасности машин и оборудования" утвержденный РКТС от 18.10.2011 №823;

– сертификаты соответствия техническому регламенту таможенного союза ТРТС 012/2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" утвержденный РКТС от 18.10.2011 №825 для СИ применяемых на ОПО во взрывоопасных зонах;

– действующие свидетельства о первичной или периодической поверке, со сроком окончания действия не менее  $2/3$  межповерочного интервала на момент проведения ПНР (при комплектации – на момент поставки Заказчику);

– паспорт, руководство по монтажу, эксплуатации и техническому обслуживанию на русском языке.

Алгоритмы вычислений и программное обеспечение вычислительного компонента измерительных систем должны быть аттестованы, иметь свидетельство об аттестации ПО.

Технические характеристики выбранного оборудования, а так же технические и метрологические характеристики средств измерений должны обеспечивать необходимую точность измерений при заданных технических режимах работы и характеристиках объекта.

Все поставляемые средства измерения должны иметь аттестованные методики поверки и действующие свидетельства о поверке.

## 3 Функции системы

### 3.1 Функции АСУ ТП

АСУ ТП должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- отображение средствами ЧМИ параметров работы технологического оборудования, визуализация технологических процессов;
- автоматическое поддержание задаваемых пользователями посредством ЧМИ или извне параметров работы технологического оборудования без постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- дистанционное управление процессом;
- дистанционный контроль и отображение величин технологических параметров и регистрацию основных параметров и событий технологического процесса, а также действий пользователей с возможностью генерирования отчетов;
- автоматические предупредительные сигнализации при выходе контролируемых технологических параметров за установленные пределы посредством ЧМИ и иных средств оповещения;
- автоматические защиты и блокировки технологического оборудования, аварийные сигнализации;
- централизованную синхронизацию времени для всех компонентов, в том числе с возможностью подключения спутникового приемника ГЛОНАСС;
- являться источником исходных данных для функционирования АСОД, СИМ, СПО, СУПО;
- прочими функциями на усмотрение заказчика и проектного института, которые возникнут в процессе проектирования и эксплуатации месторождения.

Для объектов **добычи**:

- отображение средствами ЧМИ технологических параметров работы СУ УЭЦН, показаний датчиков, установленных на фонтанной

арматуре, других измерительных преобразователей, визуализация технологических процессов;

- автоматическое поддержание задаваемых пользователями посредством ЧМИ или извне параметров работы СУ УЭЦН;

- автоматический расчет времени замера скважинв АГЗУ в зависимости от дебита, конфигурируемый автоматический режим работы АГЗУ;

- автоматизированный ВНР УЭЦН;

- возможность выгрузки карты ВНР;

- автоматический расчет притока по данным КВД / КВУ, автоматическая рассылка по заданным электронным адресам отчета Рпр/время.

- расчет теоретического дебита скважин, в том числе АПВ/УПР;

- удаленное считывание локальных архивов контроллеров АГЗУ, параметров работы СУ УЭЦН;

- сигнализации замерзания добывающих и нагнетательных скважин;

- контроль за состоянием работы УДЭ;

- возможность генерирования сводок по работе скважин АПВ;

- сигнализации достижения значений давления в НС и ВВД минимальных, максимальных допустимых уставок;

- сигнализации отклонений рабочих параметров УЭЦН (Рпр, пэд, вибрации и пр.);

- генерирование отчетов по дистанционному управлению работой скважин;

- расчет и выдача рекомендаций по обеспечению оптимальной программы (времени) работы скважин периодического режима (АПВ, УПР);

- расчет по параметрам работы механизированного фонда удельного потребления электроэнергии, анализ энергоэффективности;

- прочими функциями на усмотрение заказчика и проектного института, которые возникнут в процессе проектирования и эксплуатации месторождения.

Для объектов **поддержания пластового давления:**

- отображение средствами ЧМИ параметров:
- работы КНС: расход, давление на выкидной линии;
- нагнетательных скважин: расход, буферное давление;
- визуализация технологических процессов;
- автоматическое поддержание задаваемых пользователями посредством ЧМИ или извне параметров работы КНС;
- автоматическое поддержание задаваемых пользователями посредством ЧМИ или извне параметров нагнетательных скважин, а также возможность дистанционного управления (к примеру, штуцирование на устье скважины с помощью электропривода);
- автоматическое управление объектом без присутствия персонала;
- прочими функциями на усмотрение заказчика и проектного института, которые возникнут в процессе проектирования и эксплуатации месторождения.

Для объектов **трубопроводного транспорта:**

- отображение средствами ЧМИ показаний датчиков, установленных на нефтесборных сетях внутреннего и внешнего транспорта, информации по качественным характеристикам товарной продукции с узлов коммерческого учета, визуализация технологических процессов;
- возможность управления средствами ЧМИ запорной арматурой.
- прочими функциями на усмотрение заказчика и проектного института, которые возникнут в процессе проектирования и эксплуатации месторождения.

### **3.2 Функции АСУ ПТ**

АСУ ПТ должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- отображение посредством ЧМИ показаний датчиков, установленных на исполнительных органах, задействованных в пожаротушении, визуализация технологических процессов, задействованных в пожаротушении;
- сбор и автоматический контроль показаний пожарных извещателей;
- формирование управляющих воздействий для исполнительных органов, задействованных в пожаротушении, оповещении и управлении эвакуацией;
- архивирование значений собираемых параметров.
- прочими функциями на усмотрение заказчика и проектного института, которые возникнут в процессе проектирования и эксплуатации месторождения.

### **3.3 Функции АСУ Э**

АСУ Э должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- отображение посредством ЧМИ показаний электрических счетчиков, узлов учета тепловой энергии, иных датчиков, задействованных в процессе энергоснабжения, визуализация процессов энергоснабжения;
- управление посредством ЧМИ выключателями и иными исполнительными органами, задействованными в энергоснабжении;
- формирование данных для ведения оперативного и коммерческого учета электро – и тепловой энергии.
- прочими функциями на усмотрение заказчика и проектного института, которые возникнут в процессе проектирования и эксплуатации месторождения.

### 3.4 Функции СТОиР

СТОиР должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- автоматизированное планирование и организация операций СТОиР на основании данных, вводимых пользователями вручную или получаемых из СУПО и СПО;
- контроль и фиксация наработки динамического оборудования, сроки наработки масла и прочих расходных материалов, диагностика состояния оборудования на основании данных с нулевого уровня АСУ ТП;
- классификация технологического оборудования и предоставление любой информации по каждой единице оборудования – технические характеристики, информация о состоянии, информацию о проведенных ремонтах, установленных запчастях, чертежи, схемы, рекомендации производителей;
- учет наработки технологического оборудования;
- учет отказов, аварий и простоев технологического оборудования, учет причин их возникновения и указание требуемых действий. (Логическая структура причин и действий должна быть представлена в виде дерева);
- управление мобильным персоналом, задействованным в выполнении СТОиР, посредством выданных ему мобильных клиентских мест;
- непрерывный контроль местоположения мобильного персонала посредством выданных ему мобильных клиентских мест;
- ведение архива выполняемых операций СТОиР на сервере;
- отображение информации из этого архива посредством мобильных и стационарных клиентских мест;
- возможность оперативного получения информации об объектах СТОиР посредством считывания идентификаторов с установленных на них меток.

### **3.5 Функции СТН**

СТН должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- фиксация и отображение средствами клиентских мест в режиме реального времени производственной деятельности на площадочных объектах и объектах добычи;
- ведение видеоархива глубиной не менее 30 календарных дней.

### **3.6 Функции СДУ**

СДУ должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- предоставление централизованного локального (с локальных клиентских мест) и удаленного территориально непривязанного (посредством web-интерфейса) доступа к функционалу АСУ ТП, АСУ ПТ, АСУ Э, АСУ СТОиР, СТН, СУПО.

### **3.7 Функции ТИС**

ТИС должен обеспечивать выполнение типовых функций, установленных в ПАО «НК «Роснефть».

Автоматизированные технологические системы ИУК должны иметь возможность масштабирования без остановки их работы.

### **3.8 Задачи, решаемые АСОД, СПО, СИМ и СУПО в общем случае**

В общем случае АСОД, СПО, СИМ, СУПО должны быть предназначены для решения следующего комплекса задач:

1) на основании исходных данных, собираемых с АСУ ТП, АСУ Э, АСУ СТОиР и ТИС, а также данных о плановых мероприятиях, вводимых пользователями вручную:

- обеспечение достижения заданных показателей эффективности эксплуатации месторождения: максимизация или оптимизация объема извлекаемого сырья;

– максимизация экономической эффективности эксплуатации объектов СТОиР за счет минимизации трудозатрат и времени простоев;

– максимизация экономической эффективности процесса энергопотребления;

2) прогнозирование событий, влияющих на достижение ключевых показателей эксплуатации месторождения, формирование рекомендаций по воздействию на эти события;

3) динамическое формирование геологической и экономической моделей месторождения и процессов добычи, накопление информации об опыте эксплуатации месторождения, непрерывная оптимизация применяемых методов;

4) визуализация производственных и экономических показателей эффективности эксплуатации месторождения, взаимодействие с пользователями посредством ЧМИ;

5) автоматическое управление операциями добычи нефти путем формирования управляющих воздействий для АСУ ТП, АСУ Э и СТОиР.

Автоматизированная система оптимизации добычи (АСОД), совмещенная с системой поддержки принятия решений в процессах механизированной добычи предназначена для максимизации и оптимизации объема извлекаемого сырья в автоматическом режиме, посредством воздействия на объекты управления, а также в режиме экспертной поддержки в форме диалога с оператором, посредством выдачи рекомендаций по оптимальному управлению.

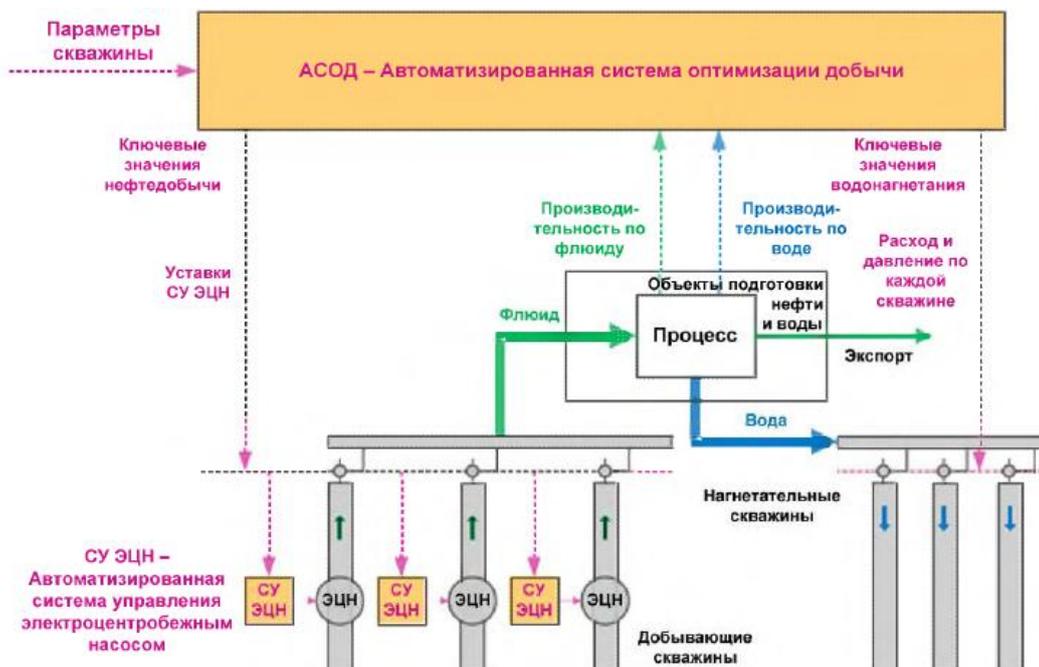


Рисунок 4– Структурная схема взаимодействия АСОД с объектами месторождения

АСОД на основе информации о текущей загрузке трубопроводных систем, объектов приема и подготовки флюида производит автоматическую настройку ЭЦН и насосов закачки воды в пласт с целью поддержания требуемого значения пластового давления и максимизации извлекаемых запасов.

АСОД взаимодействует с системами СИМ и СПО.

Взаимодействие с СИМ необходимо для проведения анализа типа «Что если?» при выборе оптимальных режимов эксплуатации.

Взаимодействие с СПО необходимо для контроля текущего состояния оборудования и учета данной информации при выборке оптимальных режимов эксплуатации.

Для выполнения функций АСОД должны быть обеспечены следующие условия:

- третий (перспективный) класс автоматизации кустовых площадок добывающих и нагнетательных скважин;
- наличие автоматизированных штуцеров на линиях кустов закачки воды в пласт;

- поддержка СУ дистанционного управления ЭЦН, наличие ЧРП для ЭЦН;
- передача полного перечня сигналов и данных от кустовых площадок в СТМ, в том числе передача данных от СУ ЭЦН в СТМ;
- обработка информации в СТМ в системе реального времени;
- периодичность опроса параметров системой телемеханики на кустовых площадках не реже чем 1 раз в минуту.

### **3.9 Функции системы интегрированного моделирования**

Система (СИМ) интегрированного моделирования предназначена для моделирования объектов месторождения с целью создания их цифровой копии (модель пласта, скважины, системы ППД, нефтесбора, подготовки нефти).

Цифровая копия может быть использована для моделирования динамики протекания технологических процессов, прогнозирования возможных режимов функционирования объектов.

Моделирование цифровых копий объектов осуществляется на основе данных, включающих параметры технологических процессов (параметры работы скважин, систем ППД, сбора, а так же технологических параметров объектов поверхностного обустройства).

Кроме того, при моделировании технологических процессов и объектов должны быть также учтены качественные характеристики нефти, воды и газа, отражающие их химический состав, характеристики применяемого оборудования (сепараторы, печи, емкости, резервуары, насосное и компрессорное оборудование и т.д.), параметры трубопроводов с учетом особенностей их прокладки.

## 4 Взаимодействие модулей ИУК

### 4.1 Автоматизированная система оптимизации добычи

Автоматизированная система оптимизации добычи (АСОД): предназначена для реализации «сквозных» алгоритмов по управлению добычей, учитывающих параметры ППД, ЭЦН, пропускную способность трубопроводной системы, загруженность объектов наземного обустройства с целью максимизации извлекаемых запасов. Также в рамках АСОД реализуется автоматический расчет целевой компенсации ячеек заводнения и мониторинг отклонений в реальном времени, с целью оптимизации процессов закачки воды в пласт для поддержания необходимого пластового давления в той или иной области пласта.

Состоит из следующих модулей:

1) модуль взаимодействия с СИМ (в части получения необходимой информации от прогнозирующих моделей для реализации различных сценариев типа «что если?»), с СУПО (в части получения/передачи необходимой информации о планах добычи, исторических сводок по дебиту), с СПО (в части получения данных о возможных отказах оборудования в процессах эксплуатации);

2) модуль реализации алгоритма по автоматическому (либо автоматизированному с диалоговым режимом «советчика» в рамках СППР) управлению ЭЦН, объектами ППД, объектами наземного обустройства. Цель алгоритма – максимизация извлекаемых запасов с учетом анализа параметров ЭЦН, возможных отказов, загруженности линий и возможностей Резервуарных парков; реализация целевой компенсации ячеек заводнения и поддержание необходимого пластового давления в той или иной области пласта. В данном модуле реализуется MPC (Model Predictive Control) – управление с прогнозирующими моделями (модели формируются в СИМ)

## 4.2 Система интегрированного моделирования

Система интегрированного моделирования (СИМ) предназначена для моделирования объектов месторождения с целью создания их цифровой копии (модель пласта, скважины, системы ППД, трубопроводных сетей, объектов подготовки нефти), а так же объединения этих моделей в единую интегрированную модель.

Цифровая интегрированная модель – это единая цифровая модель месторождения, предназначенная для оптимизации каждого объекта как в совокупности, так и в отдельности, будь то пласт или поверхностное обустройство, учитывающее взаимовлияние данных друг от друга.

Совместное моделирование подземной и наземной инфраструктуры, совмещенное с анализом рисков, позволяет решать множество актуальных задач на качественно новом уровне. Интегрированная модель объединяет в себе геолого-технологическую модель, модель движения флюида в НКТ, модель движения флюида в поверхностной сети, совмещенную с технологией оценки рисков и оценкой экономических параметров.

Интегрированная модель способна стать «мозгом» современного месторождения, а также основой его разработки.

Диапазон применимости интегрированной модели:

- оценка потенциально возможной добычи и идентификация «узких мест»;
- прогноз добычи при различных концепциях развития месторождения;
- подбор и учет внутрискважинного и поверхностного оборудования;
- оптимизация режимов работы оборудования;
- выработка параметров регулирования;
- управление месторождением в режиме on-line.

Система интегрированного моделирования состоит из следующих модулей:

1) модуль разработки и поддержки моделей скважин и объектов наземного обустройства – разработка и конфигурирование физической модели в цифровом виде скважин, объектов подготовки нефти, газа и воды.

2) модуль разработки и поддержки моделей трубопроводных сетей – разработка и конфигурирование физической модели трубопроводных сетей в цифровом виде.

3) модуль геологического и гидродинамического моделирования – разработка и конфигурирование физической модели геологии пласта и гидродинамических процессов в системе пласта.

4) модуль агрегирования моделей – создание и конфигурирование единой модели месторождений, увязка параметров в границах моделирования. Реализация необходимого информационного обмена, разработка краткосрочных и долгосрочных сценариев по работе с единой моделью типа «что, если?» – определение входных/выходных данных агрегированной модели.

#### **4.2.1 Обмен данными внутри модуля СИМ**

Полученные или разработанные модели (черные ящики) должны быть объединены через «кросс-точки» в рамках единой цифровой интегрированной модели месторождения.

Кросс-точка – точка «пересечения» двух модулей. «Пересечением» в данном случае называется перечень параметров технологического процесса, являющийся выходным для одного модуля, и выходным для другого.

**Модуль геологического и гидродинамического моделирования** – разработка и конфигурирование физической модели геологии пласта и гидродинамических процессов в системе пласта. Границы – добывающие скважины до забоя, нагнетательные скважины до устья.

**Модуль разработки и поддержки моделей скважин и объектов наземного обустройства** – разработка и конфигурирование физической модели скважин и объектов наземного обустройства в цифровом виде. Границы :добывающие скважины от забоя до объектов наземного обустройства; от объектов наземного обустройства до системы трубопроводного транспорта.

**Модуль разработки и поддержки моделей трубопроводных сетей** разработка и конфигурирование физической модели трубопроводных сетей в цифровом виде. Границы модели: от устья на КП до узлов подключения к ЦПС; от КНС и БКНС до нагнетательных скважин, а также от насосных внешней перекачки до точки сдачи на НПС Пурпе.

Взаимодействие между модулями происходит в следующей последовательности:

1) кросс-точка №1. Взаимодействие модуля геологического и гидродинамического моделирования и модуля разработки и поддержки моделей скважин и объектов наземного обустройства. На добывающие скважины передаются параметры пласта. В большинстве случаев выходным параметром пласта является давление забоя, однако современные ЭЦН позволяют получить несколько дополнительных параметров: давление, температура и расход перекачиваемого продукта.

2) кросс-точка №2. Взаимодействие модуля разработки и поддержки моделей скважин и объектов наземного обустройства и модуля разработки и поддержки моделей трубопроводных сетей. На сети сбора передаются параметры добывающих скважин. Такими параметрами являются давление линейное и расход перекачиваемого продукта, полученный с измерительных установок.

3) кросс-точка №3. Взаимодействие модуля разработки и поддержки моделей трубопроводных сетей и модуля разработки и поддержки моделей скважин и объектов наземного обустройства. На наземное оборудование передаются параметры из сетей сбора. Такими параметрами

чаще всего являются давление продукта на узле подключения, температура продукта на узле подключения.

4) **кросс-точка №4.** В данной кросс точке производится обмен данными внутри модуля разработки и поддержки моделей скважин и объектов наземного обустройства. С объектов наземного обустройства передаются параметры на нагнетательные скважины. Такими параметрами чаще всего являются: расход воды от БКНС или КНС, давление воды на выходе, температура воды на выходе.

5) **кросс-точка №5.** Последовательное взаимодействие модулей разработки и поддержки моделей скважин и объектов наземного обустройства, модуля разработки и поддержки моделей трубопроводных сетей, модуля геологического и гидродинамического моделирования. В процессе обмена передаются следующие параметры: расход воды на гребёнке, линейное давление нагнетания.

В процессе подготовки, проходящем в наземном оборудовании, нефть отделяется от воды и примесей, откуда отправляется на реализацию. Объем оставшейся воды дополняется до необходимого посредством добычи воды из артезианских скважин, и, посредством нагнетательных скважин закачивается в пласт.

Графическое представление «кросс-точек» представлено на рисунке 5.

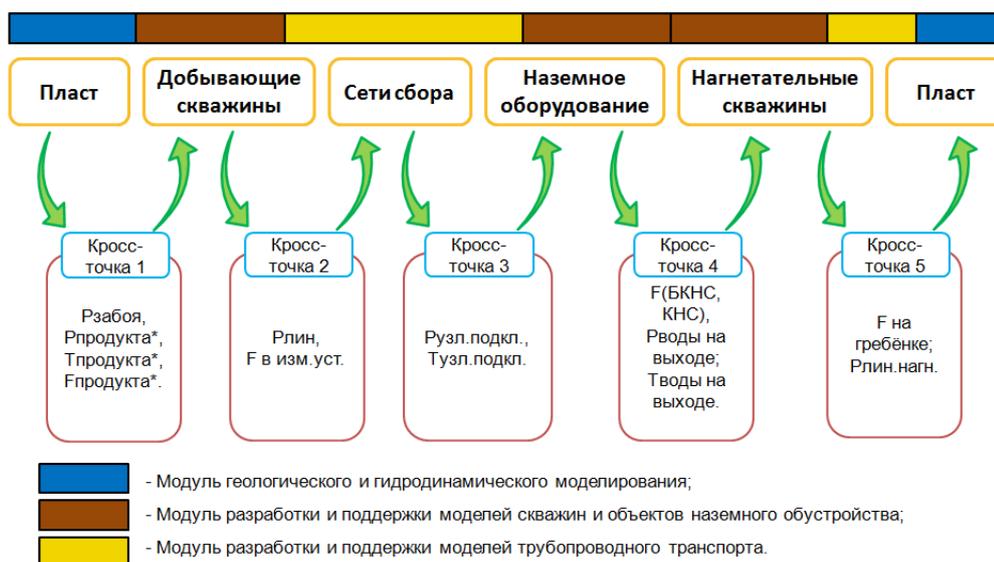


Рисунок 5 – Пример «кросс-точек»

#### **4.2.2 Преимущества применения СИМ в составе ИУК**

Применение конкретных моделей в рамках СИМ позволит получать определённые преимущества:

- модель пласта – Расчёт показателей разработки (пластовое давление, дебит жидкости и пр.) в краткосрочной и долгосрочной перспектив;
- модель скважины – Анализ и разработка способов эксплуатации добывающих скважин (ЭЦН, ШГН, винтовые насосы и др.). Узловой анализ. Анализ чувствительности. Подбор типа заканчивания в горизонтальных скважинах;
- модель трубопровода – Оптимизация добычи нефти, газа (подбор штуцеров по скважинам, переключение скважин между сепараторами, расчёт объёмов закачки газа в систему газлифта). Выполнение гидравлических расчётов;
- модель технологических установок – Анализ текущего состояния технологических установок (теплообменники, отстойники, сепараторы), оптимизация их эксплуатационных показателей;
- экономическая модель – Расчёт экономических показателей по каждому сценарию (NPV, IRR, ROI, анализ чувствительности) с учетом маркетинговых и логистических ограничений (в т. ч. танкерная отгрузка).

#### **4.3 Система предиктивного обслуживания**

Система предиктивного обслуживания (СПО): предназначена для оптимизации процессов ТО на основе совокупности методов прогнозирования отказов. Методы прогнозирования базируются на инструмента диагностики и мониторинга состояния основного оборудования – статического и динамического, включающего вращающиеся элементы.

Состоит из следующих модулей:

1) модуль мониторинга, диагностики и сбора данных – предназначен для реализации сбора диагностической информации посредством следующих инструментов (опционально):

- вибродиагностика и вибрационный анализ;
- анализ и диагностика смазочных материалов;
- акустическая эмиссия;
- инфракрасная термография;
- ультразвуковое тестирование (анализ акустических данных);
- мониторинг состояния двигателя и анализ сигнатур токов двигателя;
- мониторинг коррозий трубопроводов.

Источником данных модуля сбора данных также являются – ИС-Мехфонд (большой массив данных об отказах и условиях эксплуатации ЭЦН), СИМ в части цифровых моделей трубопроводных сетей и объектов наземного обустройства (информация о возможных отказах объектов наземного обустройства и промышленных трубопроводов).

2) модуль предиктивной аналитики предназначен для прогнозирования отказов оборудования как на основе исторических данных об отказах, так и на основе текущих контролируемых параметров функционирования оборудования. Помимо функций прогнозирования, также выполняет функции информационного обмена с системами **СУПО** (передача данных о необходимых ремонтах и работ по ТО с указанием дат и предполагаемых сроков) и **АСОД** (передача данных о возможных отказах/простоях оборудования, с целью последующей оптимизации добычи с учетом данной информации). В рамках модуля реализуется СППР с рекомендациями по изменению режимов работ в долгосрочной и краткосрочной перспективе.

#### **4.4 Система управления производственными операциями**

Система управления производственными операциями (СУПО) строится на базе стандартного функционала КИУС по управлению бизнес процессами на производстве – составление и анализ планов добычи, управление процессами распределения человеческих ресурсов на нужды месторождения по эксплуатации и ТО, управление процессами логистики (закуп МТР, ЗИП, инвентаря).

Состоит из следующих модулей:

1) модуль оптимизации процессов технического обслуживания и логистики выполняет следующие задачи:

- планирование ремонтов и технического обслуживания с определением максимальных межремонтных интервалов и минимизации состава работ при плановом останове;
- мониторинг, управление, учет и архивация информации о ремонтных работах и ТО с привязкой к каждой единице оборудования;
- автоматическое формирование графиков, перечня работ и предложений по ремонту и обслуживанию в соответствии с регламентами;
- оптимизация процессов ТО и ремонтных работ ориентированных на надежность с учетом технологии RCM-анализа (учитываются риски простоя, отказа);
- контроль эффективности ремонтов;
- построение графиков закупок по результатам анализа остатков запчастей на складах, планирование работ и сроков поставок от компаний-поставщиков;
- контроль обеспечения материалами и инструментами;

- формирование и оптимизация производственных заданий и производственного расписания, учитывающие целевую функцию экономики путем ввода ограничений по логистике и качеству;
  - оперативная корректировка производственного расписания при возникновении аварийных ситуаций, остановках производства;
- 2) модуль управления процессами добычи и сбыта выполняет следующие задачи:
- составление планов добычи (в том числе, оптимальных планов по периодам с учетом различных прогнозов от системы АСОД);
  - ведения базы данных по дебиту;
  - формирование отчетности по сбыту.
- 3) модуль контроля энергоэффективности выполняет следующие задачи:
- взаимодействие с системами АСТУЭ и АСКУТ в части приема необходимых данных для оценки энергоэффективности;
  - формирование отчетности о потребляемых энергоресурсах;
  - расчет коэффициентов эффективности в соотношении дебит/потребляемые энергоресурсы;
- 4) модуль поддержки бизнес-процессов выполняет следующие задачи:
- ведение базы данных общей инвентаризации;
  - планирование закупок в рамках нужд организации бизнес-процессов.

#### **4.5 Современная технология визуализации**

Современная технология визуализации (СТВ) предназначена для визуализации данных, полученных от различных модулей ИУК, в виде графиков и отчетов различных типов. Так же, данный модуль ИУК играет

роль тренажерного комплекса для операторов и диспетчеров. Данная модель позволяет наглядно увидеть последствия принятых операторами решений в процессе их обучения.

Состоит из следующих модулей:

- 1) тренажерные комплексы операторов и диспетчеров;
- 2) модуль единой среды визуализации с функционалом отображения сводной информации по активу и алармам. Графическая оболочка единой СППР реализуется в рамках данного модуля и охватывает всю основную информацию от систем АСОД, СПО и СУПО нацеленную на целевую оптимизацию процессов эксплуатации в рамках СКМ.

#### **4.6 Схема взаимодействия модулей ИУК**

Для визуализации процесса взаимодействия модулей ИУК друг с другом разработана схема взаимодействия, представленная в приложении А.

На схеме стрелками обозначено направление потоков данных, передаваемых от модуля к модулю. К примеру, параметры технологического процесса от систем автоматизированного управления, телемеханики, технического обслуживания и ремонта передаются в систему интегрированного моделирования лишь в одном направлении. Данные о диагностике и конфигурации оборудования передаются между системами автоматизированного управления, телемеханики, технического обслуживания и ремонта и системой диспетчерского управления передаются в обе стороны, позволяя при этом проводить конфигурирование оборудования или передавать параметры конфигурации в систему СДУ (текущие настройки, диагностика обрывов, неисправности и прочее).

Принятый перечень сокращений в пределах схемы:

- ПТП – параметры технологического процесса;
- ДиК – диагностика и конфигурирование;
- УК – управляющие команды;

- ПИ – прогнозная информация (информация, формируемая системой СИМ для проведения прогнозов работы оборудования);
- ДИ – диагностическая информация (информация о текущем состоянии оборудования, потребности в ремонтах и обслуживании);
- Срок – информация, содержащая сроки или периоды проведения работ, как регламентных, так и аварийных;
- ПД – план добычи (информация об объемах добычи полезных ископаемых, может быть как расчетной, так и фактической).

## 5 Программное обеспечение

Основой СИМ выступают цифровые двойники. Они являются программным аналогом физического объекта, моделирующим внутренние процессы, технические характеристики и поведение реального объекта в условиях воздействий помех и окружающей среды.

На данный момент, в «НК «Роснефть» имеются собственные разработки ПО, которые позволяют получить экономическую выгоду при проектировании и эксплуатации объектов нефтегазовых объектов. Функционал собственного ПО (РН-ГеоСим, РН-КИМ, РН-КИН, РН-ГРИД, RosPump), велик и постоянно дополняется, однако в данный момент он недостаточен для самостоятельного применения на всём цикле проектирования и эксплуатации.

Для геологического моделирования возможно использование следующего программного обеспечения: РН-ГеоСим, ECLIPSE.

Для гидродинамического моделирования возможно использование РН-КИМ, ECLIPSE.

Для разработки и мониторинга месторождений возможно использование РН-КИН, РН-ГРИД .

Для моделирования процесса добычи возможно использование RosPump, PipeSim, OLGA.

Для моделирования процесса подготовки возможно использование HYSYS, РН-СИМТЕП.

Для моделирования процессов, проходящих в транспортных сетях, возможно использование РН-СИМТЕП, PipeSim, OLGA.

ПО ECLIPSE, OLGA, PipeSIM, HYSYS являются коммерческим ПО, поэтому для их применения потребуется оценка экономической целесообразности.

Для блоков подготовки и транспорта в разработке находится корпоративное ПО РН-СИМТЕП, однако, на данный момент, неизвестны

сроки его выпуска, поэтому не исключена необходимость использования коммерческого ПО.

Общая схема принадлежности ПО к той или иной стадии транспортировки и добычи представлена на рисунке 6.

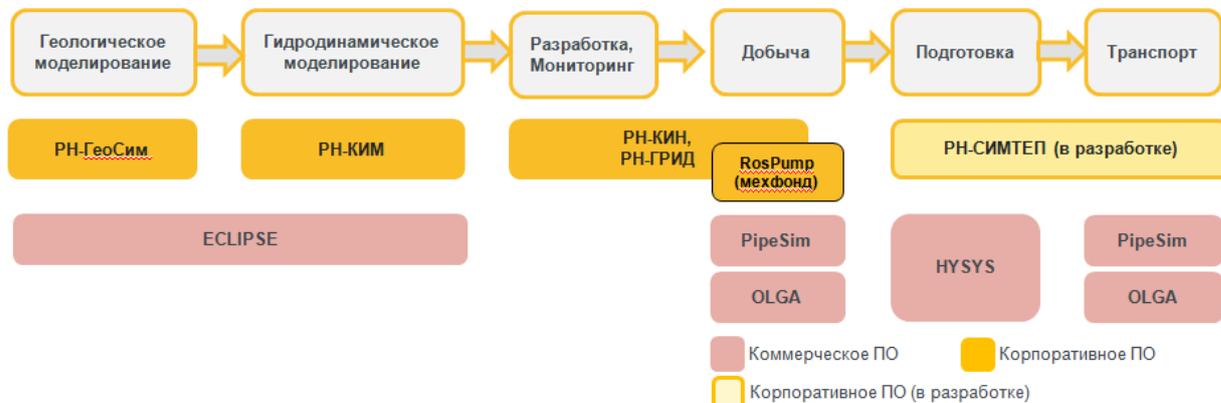


Рисунок 6 – Принадлежность ПО к стадии транспортировки и добычи

Ключевым ПО являются ПО «PH-KIN» и ПО «Aspen HYSYS». Данные продукты принимают участие в самых ответственных этапах производства, переработки и транспортировки нефти. PH-KIN применяется для моделирования Процессов разработки, мониторинга и добычи на месторождении, HYSYS применяется для моделирования процессов, протекающих в объектах наземного обустройства, на которых идёт процесс подготовки нефти.

### 5.1 PH – КИН

Согласно директиве ПАО «НК «Роснефть», необходимо сокращение операционных и капитальных затрат. Сокращение затрат планируется осуществить за счёт обеспечения технологического прорыва с привлечением лучших технологических партнеров и ускоренной цифровизации бизнеса (100% покрытие основных производственных процессов).

Целью КНПК являются:

- 1) автоматизация проектирования;

2) импортозамещение зарубежного ПО Российским ПО, в т.ч. собственной разработки, без ухудшения характеристик.

Для реализации поставленных целей, в период с 2018 по 2022 год с целью снижения доли импортного ППО до 15% от общего количества намечены следующие мероприятия:

1) разработка программы импортозамещения ППО, в том числе собственными разработками КНИПИ и ОГ;

2) организация исследований и тестирования нового импортного и отечественного лицензионного ППО в пилотных проектах КНИПИ;

3) замена импортного ППО на технологически развитые отечественные аналоги и собственные корпоративные разработки.

Широкое распространение получило отечественное программное обеспечение, разработанное в «РН - УфаНИПИнефть», именуемое РН-КИН. Данное программное обеспечение позволяет оцифровать и отобразить в топографическом формате все основные элементы инфраструктуры: системы сбора и подготовки нефти и газа, поддержания пластового давления, энергоснабжения, транспорта продукции и др. Модель позволяет выполнять расчеты с учетом взаимосвязи различных объектов — расчёты гидравлических процессов трубопроводов, балансов жидкости и газа, экономической эффективности вариантов обустройства.

Перечень существующих возможностей данного программного обеспечения, а так же сравнение со сторонним ПО TSFM по степени реализации той или иной функции, приведён в таблицах 2 и 3.

Весь накопленный опыт разработчиков ПО TSFM перешел разработчикам ПО РН-КИН, когда проект TSFM был продан одноименной компанией – разработчиком организации «НК «Роснефть». Все преимущества ПО TSFM, представленные в таблицах 2 и 3, были успешно освоены разработчиками ПО РН-КИН.

Таблица 2 – Сравнение возможностей РН-КИН и TSFM. Критически важные показатели

№	Название	Краткое описание	Реализация в РН-КИН	Реализация в TSFM
1	Использование внешних ГИС - источников	Подгрузка картографических материалов по региону работ с использованием внешних источников	Отсутствует	Реализовано
			Реализован импорт контуров из shp файлов и импорт подложки в виде изображения. Запланирована реализация подключения к Корпоративной ГИС системе после ее разработки и внедрения.	Осуществляется подключение к внешним сервисам для подгрузки материалов. Реализован импорт подложки в виде изображения.
2	Автоматическое заполнение высотных отметок трубопроводов	При формировании сети трубопроводов в автоматическом или ручном режиме, автоматически заносится продольный профиль трубопровода по трассе.	Отсутствует	Реализовано
			Высотные отметки задаются вручную. Текущая версия ПО позволяет развить данный функционал при условии передачи исходной информации, разработанной в стороннем софте.	Возможна как ручная загрузка, так и автоматическая с использованием данных из онлайн – служб для получения высотных отметок ( по аналогии с Pipesim Schlumberger)
3	Использование нескольких моделей флюида в одной модели	Для корректного моделирования трубопроводных систем и объектов подготовки необходима возможность использования нескольких моделей флюидов и их смесей.	Отсутствует	Реализовано
			Для описания флюида используется одна глобальная модель. Возможность использования различных моделей для смешения отсутствует. Реализация запланирована в рамках будущих проектов.	Есть возможность создать базу моделей ФХС и привязать их к источникам, задавать, и, соответственно, в последствии смешивать разные модели ФХС. Реализована возможность просмотра смешанной модели ФХС на узловых объектах, что позволяет моделировать в одном варианте наличие разных пластов одного месторождения, равно как и несколько разных месторождений.

Продолжение таблицы 2 – Сравнение возможностей РН-КИН и TSFM. Критически важные показатели

№	Название	Краткое описание	Реализация в РН-КИН	Реализация в TSFM
4	Расчетный модуль для выполнения гидравлических расчетов	Использование расчетного модуля для выполнения гидравлических расчетов.	Реализовано частично	Реализовано
			Для выполнения гидравлических расчетов необходима лицензия (расчетное ядро) Pipesim (Schlumberger). Реализация собственного модуля запланирована в будущих проектах.	Для выполнения гидравлических расчетов используется собственный расчетный модуль расчета сетей нефтепроводов, водоводов, газопроводов, в котором реализованы корреляции Beggs&Brill (revised, original), Moody. Расчет выполняется по модели флюида BlackOil, которая предусматривает настройку порядка 45 различных корреляций и возможности калибровки ФХС на данные лабораторных исследований
5	Автоматический подбор диаметров	Диаметры трубопроводов подбираются автоматически исходя из сформированной сети, исходных данных и рекомендуемых технологических параметров (удельный перепад давления, ограничение по максимальному и минимальному давлениям и скоростям флюида.	Реализовано	Реализовано
			Функционал реализован в достаточном объеме.	Функционал реализован в достаточном объеме.

Продолжение таблицы 2 – Сравнение возможностей РН-КИН и TSFM. Критически важные показатели

№	Название	Краткое описание	Реализация в РН-КИН	Реализация в TSFM
6	Оптимизация трубопроводных систем с учетом условий прокладки	При формировании трубопроводных систем используются коэффициенты удорожания прокладки при различных условиях и ограничения (болото, суходол, ММГ, ВОЗ, СЗЗ и т.д.).	Реализовано частично	Отсутствует
			Данные для расчета имеются для региона работ ООО «РН - Юганскнефтегаз». Использование для других регионов потребует дополнительной проработки коэффициентов удорожания.	Текущий функционал предусматривает автоматическую прокладку трубопроводных систем с учетом суммарной минимальной протяженности длин трубопроводов. Текущая версия ПО позволяет развить требуемый функционал на основе уже реализованного.
7	Формирование предварительных решений по схеме кустования	Автоматическое формирование предварительной схемы кустования скважин для целей выполнения концептуального проекта на основании исходной информации, технических и др. ограничений.	Реализовано	Отсутствует
			Расчет оптимальной схемы (по экономической эффективности) кустования с учетом технологических ограничений.	
8	Моделирование и расчет объектов подготовки	Формирование принципиальных технологических схем объектов подготовки УВ,	Отсутствует	Реализовано частично
			В настоящий момент данный функционал практически не работоспособен. Реализация запланирована в будущих	Реализована возможность выбора уровня детализации как объектов подготовки, так и любых других (энергетика и т.д.). Принцип основан на концепции

Продолжение таблицы 2 – Сравнение возможностей РН-КИН и TSFM. Критически важные показатели

№	Название	Краткое описание	Реализация в РН-КИН	Реализация в TSFM
8	Моделирование и расчет объектов подготовки	расчет балансов потоков, анализ загрузки объектов и т.д.	проектах.	«контейнера», в состав которого может быть включено любое количество «базовых элементов» (сепараторы, отстойники, скважины, РУ, ГТЭС, ПС и т.д.). При этом, связи между «базовыми элементами», задаваемые пользователем, обеспечивают корректность формирования «потоков», участвующих в свободном материальном балансе месторождения (жидкость, нефть, вода, газ, э/э) и, соответственно, в профиль – дизайнах. Имеются наработки по модели расчета фазового равновесия (PengRobbinson и др.) и свойства ФХС на основе компонентного состава смеси.

Таблица 3. Сравнение возможностей РН-КИН и TSFM. Показатели средней важности

№	Название	Краткое описание	Реализация в РН-КИН	Реализация в TSFM
9	Расчет баланса попутного нефтяного газа	Учет всех потребителей попутного нефтяного газа и формирование баланса газа по месторождению для анализа дефицита/профицита газа, степени утилизации и т.д.	Отсутствует	Реализовано частично
			В настоящий момент данный функционал практически не работоспособен. Реализация запланирована в рамках реализации проекта IID-808.	Имеется возможность расчета потребления газа на собственные нужды, на выработку э/энергии. Задавать потребление можно как удельными показателями, так и абсолютными значениями для объектов. Также имеется возможность вносить динамику потребления по отдельным статьям для учета в общем балансе.

Продолжение таблицы 3 – Сравнение возможностей РН-КИН и TSFM. Показатели средней важности

№	Название	Краткое описание	Реализация в РН-КИН	Реализация в TSFM
9	Расчет баланса попутного нефтяного газа			Настройка выгрузки результатов позволяет сформировать общий баланс газа по месторождению вручную.
10	Расчет электрических нагрузок	Расчет электрических нагрузок по основным процессам (механизованная добыча, система ППД, внешний транспорт и т.д.) в соответствии с утвержденными методиками ЛНД Компании	Реализовано частично	Реализовано частично
			Расчет нагрузок возможен только на механизированную добычу и систему ППД по показателям удельного расхода электроэнергии, которые создаются вручную. Нагрузки по остальным процессам/объектам задаются абсолютным значением вручную.	Расчет нагрузок возможен по всем основным процессам по показателям удельного расхода электроэнергии, которые задаются вручную. Имеется возможность задания удельных значений для каждого конкретного объекта по периодам. Кроме того, имеется возможность задания абсолютного значения на каждом объекте. Имеется возможность массового импорта удельных нормативов.
11	Расчет распределительных сетей	Автоматический расчет распределительных сетей, падения напряжения, расстановка подстанций и расчет их мощности.	Реализовано	Реализовано частично
			Исходя из рассчитанных нагрузок для групп кустовых площадок местоположение ПС определяется по результатам расчета «центра масс» с использованием ограничений по максимальной протяженности ВЛ, потерям напряжения и т.д. Имеется функция автоматической трассировки ВЛ напрямую и вдоль коридоров	Распределительные сети собираются вручную оператором (возможна детализация ПС, ГТЭС и т.д. до оборудования), имеется возможность выбора характеристик каждого объекта из внутреннего списка, либо ввод собственных данных. Основными результатами расчета являются перетоки по сетям напряжения в узлах, балансы генерируемой и потребляемой э/э (как по каждому конкретному объекту, так и по кластеру или всей схеме).

Продолжение таблицы 3 – Сравнение возможностей РН-КИН и TSFM. Показатели средней важности

№	Название	Краткое описание	Реализация в РН-КИН	Реализация в TSFM
			трубопроводов.	
12	Расчет объектов генерации	На основании суммарного профиля электрических нагрузок выполняется автоматических подбор оптимальной единичной мощности, количества, типа агрегатов и их динамика ввода.	Отсутствует	Отсутствует
			В текущей версии ПО функционал не реализован.	В текущей версии ПО функционал не реализован. Предусмотрен механизм оповещения пользователя о повышении технологических ограничений (номинальный ток, проектная мощность и т.д.) оборудования.
13	Расчет капитальных затрат	Расчет капитальных затрат в соответствии с требованиями ЛНД Компании «Временный порядок». Реализация механизма формирования динамики капитальных затрат с учетом финансирования и освоения.	Реализовано частично	Реализовано частично
			Расчет капитальных затрат на базе удельных показателей стоимости. Подгрузка данных из сметной документации возможна только в ручном режиме, хранение сметной документации аналогов не предусмотрено. Реализован механизм распределения Сарех на предшествующий год ввода период. Реализация запланирована в рамках проекта ИД-808.	Расчет капитальных затрат строится на базе удельных показателей стоимости в разбивке на СМР, оборудование, прочие, реализован переход по региону/уровню цен, мощности/производительности. «Подгрузка» данных из сметной документации возможна только в ручном режиме, хранения сметной документации аналогов не предусмотрено (в базе предусмотрено хранение сметной стоимости). Реализован механизм задания Сарех объекта по временным точкам вручную или с помощью массового импорта.
14	Расчет операционных затрат	Расчет операционных затрат и формирование их	Отсутствует	Реализовано частично
			Расчет операционных затрат внутри не	Расчет операционных затрат ведется только по

Продолжение таблицы 3 – Сравнение возможностей РН-КИН и TSFM. Показатели средней важности

№	Название	Краткое описание	Реализация в РН-КИН	Реализация в TSFM
14	Расчет операционных затрат	динамики	реализован. Расчет ведется нормативным методом в модели Компании. Нормативы в модель Компании заносятся вручную.	нормативам (не по ресурсам) и расчет выполняется на проект целиком без детализации по объектам.
15	Расчет экономической эффективности	Выполнение расчетов показателей экономической эффективности в соответствии с требованиями модели Компании	Реализовано частично	Реализовано частично
			Реализована выгрузка данных из системы на листы «производство», «капитальные затраты» модели Компании, остальные листы требуют ручного заполнения.	Расчет реализован в системе с повторением большинства параметров модели Компании, при этом выгрузка данных в модель Компании возможна только в ручном режиме.
16	Интеграция с существующими корпоративными системами	Возможность просмотра фактических режимов работы скважин и кустов, импорт их производственных баз данных (OIS Production, MPM, ODC, OisPipe)	Реализовано	Отсутствует
			Интеграция ИС РН-КИН и БД Компании по разработке: OIS Production, MPM и производственных ИС ODC, OisPipe.	
17	Сравнение данных модели обустройства с планов капитальных вложений (ПКВ)	Возможность сравнения и автоматической корректировки модели и ПКВ ДО	Реализовано	Отсутствует
			Анализ объектов модели и ПКВ по номеру SAP. Автоматизация изменения характеристик объектов модели по данным ПКВ.	

Продолжение таблицы 3 – Сравнение возможностей РН-КИН и TSFM. Показатели средней важности

№	Название	Краткое описание	Реализация в РН-КИН	Реализация в TSFM
18	Расчет рейтинга кустов и сквозного рейтинга ВНС и ГТМ	Построение рейтинга ВНС или ВНС и ГТС на основе технико-экономического рейтинга в соответствии с требованиями модели Компании.	Реализовано	Отсутствует
			Функционал реализован в достаточном объеме.	
19	Верификация и проверка модели обустройства	Набор автоматических проверок модели на готовность к расчетам и согласованию Заказчикам и ЦА	Реализовано	Реализовано
			Автоматизация проверок модели на полноту данных ,связность объектов, корректности уровней, непротиворечивости дат ввода объектов, обеспеченностью необходимыми мощностями и др.	
20	Механизм адаптации модели под фактический режим работы	Настройка модели на воспроизведение текущего режима работы объектов наземной инфраструктуры для корректного расчета на перспективу.	Реализовано частично	Реализовано
			Возможность адаптации предусмотрена для системы сбора скважинной продукции за счет корректировки коэффициента трения.	Предусмотрен массовый импорт исторических данных по работе объектов наземной инфраструктуры. Реализован механизм сопоставления расчетных и фактических показателей работы объектов наземной инфраструктуры, а также механизм настройки модели.
21	Анализ расчетов результатов	Механизм визуального анализа расчетов, выгрузка	Реализовано	Реализовано
			По каждому объекту модели есть	По каждому объекту модели есть возможность

Продолжение таблицы 3 – Сравнение возможностей РН-КИН и TSFM. Показатели средней важности

№	Название	Краткое описание	Реализация в РН-КИН	Реализация в TSFM
21	Анализ расчетов результатов	из Excel, формирование отчетов.	возможность пересмотра графиков загрузки объекта в графическом и табличном представлении.	пересмотра графиков загрузки объекта в графическом или табличном представлении. Предусмотрен гибкий механизм настройки графиков загрузки объектов, а также пообъектная и массовая выгрузка профилей загрузки в Excel. Существует механизм детального анализа изменения результатов расчета вдоль профиля нефтепровода (режим течения, давления, температура, скорость и т.п.). Предусмотрена возможность настраиваемого экспорта данных (параметры объектов и результаты расчетов в Excel).

## 5.2 Aspen HYSYS

Aspen HYSYS представляет собой программный пакет, предназначенный для моделирования в стационарном режиме, проектирования химико-технологических производств, контроля производительности оборудования, оптимизации и бизнес – планирования в области добычи и переработки углеводородов и нефтехимии.

Программный пакет HYSYS построен на основе надёжных и проверенных методов расчёта технологических процессов. Уже более 25 лет HYSYS применяется для моделирования процессов добычи нефти и газа, нефте- и газопереработки. Программа с одинаковым успехом работает в проектных и инжиниринговых фирмах, в ПКО заводов, в научно-исследовательских институтах и на заводских установках. На сегодняшний день инженеры и технологи используют HYSYS как средство построения стационарных моделей при проектировании технологических процессов, для мониторинга состояния оборудования и выявления неисправностей, для оптимизации технологических режимов, бизнес – планирования и управления активами.

HYSYS объединяет в себе удобный интерфейс и мощные средства для инженерных расчётов, что позволяет инженерам использовать программный пакет с максимальной эффективностью и с помощью него получать дополнительные знания о технологических процессах. Ключевыми особенностями HYSYS являются:

- 1) удобный графический интерфейс (PFD – Process Flowsheet Diagram). В окне программы в удобном для пользователя виде изображается схема технологического процесса. В программу включены возможности копирования, вырезания, вставки объектов, а также соединения объектов с помощью мыши. При построении больших схем несколько объектов можно объединить в отдельную подсхему.

- 2) точные термодинамические модели. Использование термодинамических моделей HYSYS позволяет рассчитать физические

свойства, транспортные свойства, фазовое равновесие с гарантированно высокой точностью. Программа содержит обширную базу данных с возможностью добавления пользовательских компонентов.

3) открытая архитектура. HYSYS позволяет создавать пользовательские термодинамические и кинетические модели, а также модели единиц оборудования с помощью встроенного языка программирования (аналога Visual Basic). Вы можете подключать и использовать совместно с программой HYSYS Ваши собственные программы (созданные в среде Visual Basic, C++, Excel), расширяя её стандартные возможности и создавая интегрированные системы технологических расчетов.

4) обширная библиотека модульных операций. HYSYS включает в себя статические и динамические модели ректификационных колонн, реакторов, теплообменников, циклонов и фильтров и, кроме того, Вы можете использовать в HYSYS логические операции. Применение этих моделей даёт очень реалистичные результаты и позволяет выявлять такие ситуации, как опустошение или переполнение резервуара, обратное течения потока.

5) детальный проектный и поверочный расчёт теплообменников. При поверочном расчёте пользователь может импортировать в HYSYS подробную модель теплообменника из таких специализированных программ, как TASC+ (программа для детального конструкционного расчёта кожухотрубчатых теплообменников), ACOI+ (детальный расчёт воздушных холодильников), MUSE (расчёт пластинчато-ребристых теплообменников). Это позволяет провести в среде HYSYS более точный расчёт теплообменного оборудования.

6) экономическая оценка проекта. Модели, построенные в HYSYS, могут быть экспортированы в программу Aspen Icarus Process Evaluator или Aspen Icarus Project Manager с целью экономической оценки проекта. Aspen Icarus™ предназначен для оценки стоимости основного и дополнительного оборудования отдельных элементов схемы и всей установки в целом.

7) передача данных в конструкторскую программу. Модели могут быть экспортированы из HYSYS в Aspen Zycad для дальнейшего использования в конструкторских программах (например, в AutoCAD). Применение Aspen Zycad позволяет повысить качество и эффективность инженерных расчётов и сократить время на реализацию проекта.

HYSYS содержит множество встроенных модулей, к основным можно отнести:

- модуль HYSYS Data Rec позволяет согласовывать данные модели и реальной установки для контроля рабочих характеристик оборудования и on-line оптимизации.

- HYSYS OLI Interface - интерфейс к программе расчёта растворов электролитов, разработанной компанией OLI Systems Inc. Добавление данного модуля позволяет расширить базу данных по термодинамическим свойствам, включив в неё свойства более 3000 органических и неорганических электролитов.

- модуль HYSYS Optimizer работает на основе метода последовательного квадратичного программирования (SQP). SQP метод является одним из самых современных и эффективных методов оптимизации. Он применяется как для оптимизации в стационарном режиме при проектировании (offline оптимизация), так и для оптимизации работы реальной установки (online оптимизация).

Помимо встроенных модулей, HYSYS поддерживает дополнительные модули. Дополнительные модули расширяют стандартные возможности HYSYS. Благодаря открытой архитектуре HYSYS в качестве дополнительных модулей выступают как собственные программы AspenTech, так и программы компаний-партнёров AspenTech. Дополнительные модули позволяют настроить HYSYS с учётом специфики конкретного производства. К наиболее популярным дополнительным модулям можно отнести:

- HYSYS Crude Module для расчёта потоков нефти, колонн АВТ;
- программный пакет HYSYS Dynamics – моделирование в динамическом режиме;
- программный пакет HYSYS OLGAS – расчёт трубопроводов;
- программный пакет HYSYS PIPESYS – расчёт магистральных трубопроводов;
- модуль HYSYS Upstream для расчёта процессов добычи нефти;
- модуль HYSYS Amines для расчёта процессов аминовой очистки;
- программный пакет Aspen RefSYS для расчёта основных установок, применяемых в нефтепереработке.

Использование программы HYSYS даёт значительный экономический эффект: повышается производительность и прибыльность установок. Экономический эффект от использования программы HYSYS достигается за счёт следующего:

- оптимизация проектирования – возможность в сжатые сроки оценить рентабельность, безопасность и надёжность установки;
- мониторинг состояния оборудования – уверенность в том, что оборудование работает в оптимальном режиме;
- уменьшение затрат на реализацию проекта – возможность свести к минимуму количество ошибок и сделать проект менее трудоёмким.

## **6 Разработка схем**

### **6.1 Схема информационной структуры**

Источниками данных для всей системы являются такие системы, как: АСУ ТП, АСПТиПС, АСУ Э, СТМ и СТОиР. Связь данных систем с сервером приема данных ИУК организована по следующим интерфейсам, программным и аппаратным: OPC DA|UA, OPC DA / TCP IP, OLE DB.

На сервере приема данных ИУК, имеется архив данных небольшой глубины, предназначенный только для распределения данных по месту требования. Данные, необходимые для функционирования таких систем, как АСОД, СУПО и СПО передаются по интерфейсам OPC DA|UA, OLE DB. Далее данные, после обработки в системах АСОД, СУПО и СПО, передаются по интерфейсу OLE DB (или ODBC, в случае работы только с реляционными типами данных; Интерфейс определяется на стадии рабочей документации) передаются на основную базу данных (MAIN DB), где архивируются и хранятся. Методы архивирования данных и глубина хранения согласовываются с заказчиками системы. Данные с основной базы данных могут запрашиваться комплексом программного обеспечения модуля ТИС, с целью корректировки работы системы интегрированного моделирования (принятие или отклонение модели, полученной в СИМ).

Основными источниками данных для системы интегрированного моделирования являются АСУ ТП, АСУ Э. Посредством запросов, формируется единый Data Frame (SIM DF), с четко определённой структурой.

Столбцы с 1 по  $i$ , содержат переменные параметров технологического процесса, необходимые для функционирования модуля геологии. Такими параметрами являются: давление забоя, температура добываемого продукта и т.д. Полный перечень параметров, передаваемый на SIM DF в части работы модуля геологии формируется технологами на этапе проектирования. После столбцов параметров, необходимых для работы модуля геологии, следует запас столбцов  $\Delta$ , который необходим на случай перспективного развития,

где потребуется расширение перечня параметров, передаваемого в модуль добычи.

Столбцы, начиная с  $i+\Delta+1$  по  $j$ , содержат переменные параметров технологического процесса, необходимые для функционирования модуля добычи. давление линейное, расход в измерительной установке и т.д. Полный перечень параметров, передаваемый на SIM DF в части работы модуля добычи формируется технологами на этапе проектирования. После столбцов параметров, необходимых для работы модуля добычи, следует запас столбцов  $\Delta$ , который необходим на случай перспективного развития, где потребуется расширение перечня параметров, передаваемого в модуль добычи.

Столбцы, начиная с  $j+\Delta+1$  по  $k$ , содержат переменные параметров технологического процесса, необходимые для функционирования модуля подготовки. Такими параметрами являются: давление на узле подключения, расход на узле подключения и т.д. Полный перечень параметров, передаваемый на SIM DF в части работы модуля подготовки формируется технологами на этапе проектирования. После столбцов параметров, необходимых для работы модуля подготовки следует запас столбцов  $\Delta$ , который необходим на случай перспективного развития, где потребуется расширение перечня параметров, передаваемого в модуль добычи.

Предоставление информации для конкретного модуля из необходимых ячеек SIM DF осуществляется посредством агрегатора данных.

Частота опроса модулем СИМ систем АСУ ТП и прочих, составляет раз в 1 минуту.

Схема информационной структуры проекта представлена в приложении Б.

### **6.1.1 OLE DB и ODBC**

OLE DB и ODBC представляют собой интерфейсы приложений, которые обеспечивают доступ к целому ряду источников данных.

Разработчики Microsoft спроектировали ODBC для доступа к данным SQL, а OLE DB — для доступа к любым данным в среде COM.

**ODBC** (англ. Open Database Connectivity) — это программный интерфейс (API) доступа к базам данных, разработанный компанией Microsoft в сотрудничестве с Simba Technologies на основе спецификаций Call Level Interface (CLI). Впоследствии CLI был стандартизован ISO. Стандарт CLI призван унифицировать программное взаимодействие с СУБД, сделать его независимым от поставщика СУБД и программно-аппаратной платформы [9].

«**OLE DB** (англ. Object Linking and Embedding, Database, иногда записывается OLEDB, OLE-DB) – это архитектура компонентов базы данных, реализующая эффективный доступ по сети и через Интернет к источникам данных многих типов, в том числе нереляционным источникам данных, почтовым файлам, неформатированным текстовым файлам и электронным таблицам. Набор OLE-интерфейсов обеспечивает универсальный доступ к данным различного формата [10]».

### **6.1.2 OPC DA и OPC UA**

Стандарт OPC разрабатывался с целью сократить затраты на создание и сопровождение приложений промышленной автоматизации. В начале 1990 года у разработчиков промышленного ПО возникла потребность в универсальном инструменте обмена данными с устройствами разных производителей или по разным протоколам обмена данными.

«Суть OPC проста — предоставить разработчикам промышленных программ универсальный фиксированный интерфейс (то есть набор функций) обмена данными с любыми устройствами. В то же время разработчики устройств предоставляют программу, реализующую этот интерфейс (набор функций) [11]».

### **OPC DA**

Наиболее широко используемая. В этом стандарте помимо синхронного обмена данными, введена поддержка асинхронного обмена данными. Асинхронный обмен данных позволяет продолжать выполнение программы без ожидания ответа устройства. Этот метод снижает нагрузку на сеть и должен быть рекомендован как основной. Получение данных реализуется с помощью callback-функции пользовательской программы, которая вызывается в момент прихода ответа от устройства [12].

### **OPC Unified Architecture**

Спецификация OPC UA совмещает все преимущества предыдущих спецификаций и открывает новые горизонты для применения OPC-технологий. В частности, благодаря тому, что произошел отказ от использования COM-интерфейса, обеспечивается кросс-платформенная совместимость. Новый стандарт уже изначально позволяет обеспечить более высокий уровень безопасности данных, чем OPC DA. Кроме того, новая спецификация дает возможность организации передачи информации через сеть интернет [13].

### **6.2 Схема комплекса технических средств**

Структурная схема комплекса технических средств представлена в приложении В.

Схема разделена на три уровня, полевой, контроллерный и верхний. Информация с полевого уровня передаётся на контроллерный уровень посредством токового аналогового сигнала((4 – 20) мА), дискретного сигнала (24 В), а так же по интерфейсным каналам связи (RS – 485 (Modbus RTU)). После получения и обработки информации, система формирует управляющие сигналы, которые передаются на полевой уровень по тем же линиям взаимосвязи.

Контроллерный уровень представлен основным и резервным контроллером. Информация, формируемая для передачи на верхний уровень,

по интерфейсным каналам связи (RS – 485 (Ethernet)) передается на коммутаторы, а с них на оборудование связи, которое способно передавать информацию на большое расстояние при помощи волоконно-оптической линии связи.

Верхний уровень представлен серверным оборудованием и автоматизированными рабочими местами, в необходимом количестве.

Оборудование операторной на Северо-Комсомольском месторождении представлено оборудованием связи, принимающим сигнал по волоконно-оптической линии связи, серверным оборудованием, предназначенным для хранения и обработки поступающей информации, и необходимым количеством АРМ (АРМ АСУ ТП, АРМ АСУ ПТ, АРМ АСУ Э, АРМ Кустовых площадок, АРМ СТОиР). Серверное оборудование отвечает за распределение информации, потребной для работы каждой из систем.

Оборудование АБК с ЦДП представлено оборудованием связи, принимающим сигнал по волоконно-оптической линии связи, серверным оборудованием ИУК и ЦДП, предназначенным для хранения и обработки поступающей информации, и АРМ ИУК.

В рамках АРМ и серверного оборудования ИУК, функционируют следующие системы: АСОД, СПО, СИМ, СУПО и СТВ.

### **6.3 Схема функциональной структуры**

Схема функциональной структуры представлена в приложении Г.

Принятые сокращения в рамках данной схемы:

- ПТП – Параметры технологического процесса;
- УК – Управляющие команды;
- ДиК КИПиА и ИМ – диагностика и конфигурация оборудования КИПиА и исполнительных механизмов;
- ВАК – визуально акустический канал;

– КВК – канал ввода команд и параметров конфигурирования.

Информация с датчиков и исполнительных механизмов по каналам ПТП и ДиК КИПиА и ИМ поступает на серверное оборудование. Серверное оборудование по аналогичным каналам передаёт информацию на АРМ. Оператор, получая информацию посредством ЧМИ от АРМ, формирует управляющие команды, которые через серверное оборудование передаётся полевому оборудованию.

## 7 Коррекция моделей в СИМ

На стадии проектирования для каждого объекта, участвующего в процессе добычи и переработки нефти, закладывается математическая модель, на основе выбранного оборудования. Данные математические модели позволяют рассчитать протекающие процессы на объектах, а так же оптимизировать их, с учетом знания производительности каждого из объектов. Таким образом, на стадии проектирования получают проект, оборудование которого используется рациональным образом, без простоев и перегрузок оборудования.

Точность данных моделей достаточна для стадии проектирования, но не для стадии эксплуатации. Опытным путём установлено, что точность показания моделей, применяемых на стадии проектирования, недостаточна для использования их в процессе эксплуатации.

С целью устранения разности показаний реального технологического процесса и показаний модели данного технологического процесса предлагается использовать блок корректировки, который основан на нейронных сетях прямого распространения (НСПР).

Согласно положению компании ПЗ-04, технологии искусственного интеллекта, в частности, машинное обучение, могут применяться при построении информационно-управляющих комплексов (ИУК) «цифровых» месторождений.

Для примера рассмотрен процесс коррекции упрощенной модели газокompрессорного агрегата (ГКА). Входными данными для ГКА, и его модели являются давление газа на входе ( $P_1$ ), температура газа на входе ( $T_1$ ). Оператором на производстве задается частота вращения ротора ( $w$ ), что является постоянной, с учетом рассмотрения статических режимов работы оборудования. Выходными параметрами модели являются температура газа на выходе ( $T_2$ ) и давление газа на выходе ( $P_2$ ). Физико-химический состав газа, перекачиваемого агрегатом, так же сильно влияет на выходные

параметры газоперекачивающего агрегата, но процесс измерения физико-химического состава газа очень сложен и занимает продолжительное время. Физико-химический состав газа выражается в наборе постоянных, участвующих в процессе расчета показаний технологического процесса по модели.

В большинстве случаев, из-за ряда причин (неточность модели, износ оборудования, неучтенные зависимости между параметрами модели), наблюдается отклонения показаний модели и реального технологического процесса. В конкретном случае это:

$$P_2^M \neq P_2^A,$$

$$T_2^M \neq T_2^A,$$

где  $P^M$  и  $P^A$  – значения давления, полученные с модели и с системы АСУ ТП соответственно;

$T^M$  и  $T^A$  – значения температуры, полученные с модели и с системы АСУ ТП соответственно;

Для устранения несоответствия выходных значений модели и реального процесса, предлагается применять нейронную сеть, в процессе обучения которой используется алгоритм Левенберга-Марквардта.

Блок корректировки модели, являющийся нейронной сетью прямого распространения ошибки, получает на вход, как исходные данные, показания давления и температуры газа на входе ( $P_1$  и  $T_1$ ), полученные из системы АСУ ТП; показания давления и температуры газа на выходе ( $P_2, T_2$ ), получаемые с модели. Целями для обучения являются показания давления и температуры газа на выходе ( $P_2, T_2$ ), полученные из системы АСУ ТП.

Исходные параметры для обучения модели запрашиваются системой СИМ из SIM DF (единой базой данных, сформированной специально для функционирования СИМ).

Нейронная сеть обладает рядом преимуществ [14]:

- возможность решения задач при неизвестных закономерностях – используя возможность обучения на множестве примеров сеть способна вывести закономерности между входными и выходными данными;

- устойчивость к шумам во входных данных – Возможность работы при наличии большого числа неинформативных, шумовых входных сигналов. Нет необходимости делать их предварительный отсев, нейронная сеть сама определит их малопригодность для решения задачи и отбросит их.

- возможность адаптации к изменениям окружающей среды – в некоторых конфигурациях нейронных сетей есть возможность обучения в реальном времени;

- потенциальное сверхвысокое быстродействие – основная вычислительная нагрузка требуется только для обучения нейронной сети, при работе сети вычислительная нагрузка невысока;

- отказоустойчивость при аппаратной реализации нейронной сети

Формируя выборку набора исходных и целевых значений, запускается процесс обучения нейронной сети. После обучения нейронной сети, оператором принимается решение о качестве обучения нейронной сети, в случае положительного заключения, когда отклонение скорректированных значений от реальных удовлетворяет требуемым условиям, блок корректировки формирует сеть с рассчитанными весовыми коэффициентами. Данная сеть используется как дополнение к модели газокompрессорного агрегата (ГКА).

Аналогичным образом можно получить обученную нейронную сеть для каждого из объектов, участвующего в технологическом процессе. Для каждого типа объектов будет отличаться набор исходных данных и целей.

Принцип корректировки на примере ГКА представлен на рисунке 7.

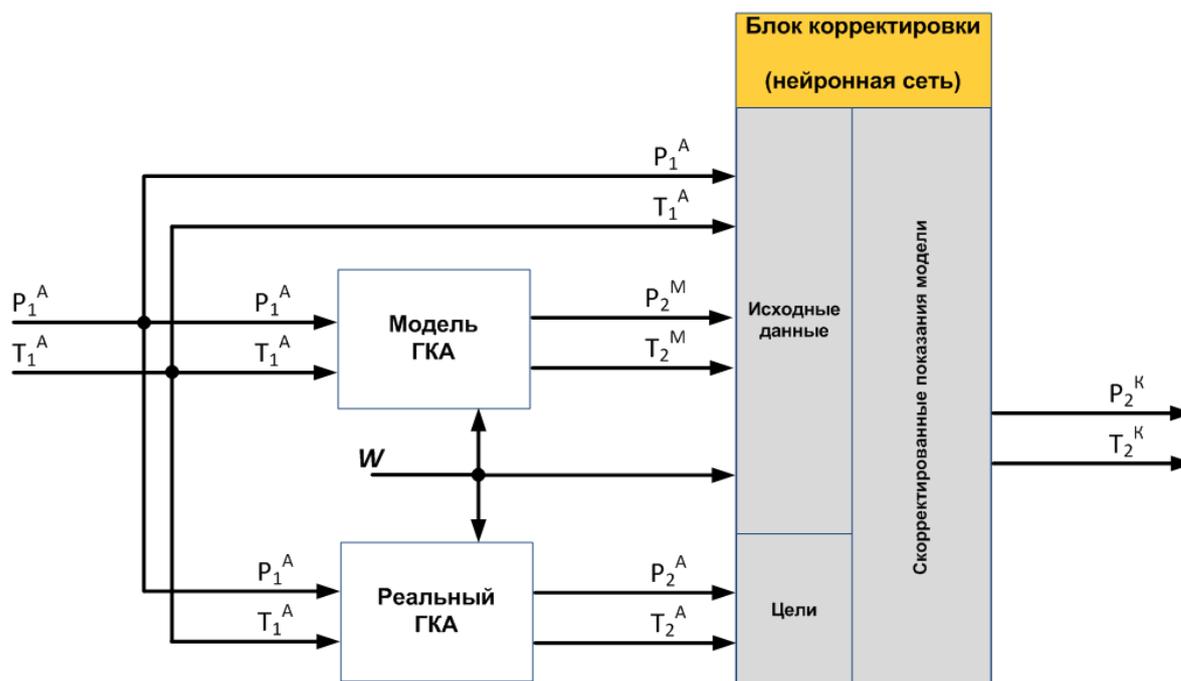


Рисунок 7 – Принцип корректировки моделей

### 7.1 Обучение нейронной сети методом Левенберга-Марквардта

«Нейронная сеть прямого распространения (НСПР) – нейросетевая архитектура, состоящая из следующих друг за другом слоёв нейронов; в качестве входов каждый последующий слой использует выходы предыдущего слоя (обычно называемого скрытым слоем) за исключением входного слоя, непосредственно принимающего входные сигналы [15]». Основная функция скрытых слоёв – выделение статистики высокого порядка.

Обучение нейронных сетей прямого распространения – это процесс определения значений весов сети на основе примеров, образующих обучающее множество для сети с  $n$  входами и  $m$  выходами, состоит из  $N$  вход – выходных значений – обучающих примеров. Структура обучающего множества имеет вид (1):

$$(\tilde{X}, \tilde{Y}) = ((\tilde{x}_i, \tilde{y}_i))_{i=1, \overline{N}}, \quad (1)$$

где  $\tilde{x}_i = R^n$  – входной вектор  $i$ -го примера;

$\tilde{y}_i = R^m$  – вектор ожидаемых значений (указаний учителя).

Степень близости вектора-ответа  $y_i$  сети на  $i$ -м примере и соответствующего вектора указаний учителя  $\tilde{y}_i$  при текущем векторе весов нейронной сети,  $w \in R^W$  где  $W$  – количество весовых коэффициентов НСПР, характеризуется мгновенным функционалом качества (2):

$$Q_i = Q(\varepsilon_i(w)) = \varepsilon_i^T(w) * V * \varepsilon_i(w), \quad (2)$$

где  $\varepsilon_i(w) = y_i(w) - \tilde{y}_i \in R^m$  – вектор отклонений выходов сети от указаний учителя;

$V \in R^{m*m}$  – положительно определённая матрица, задающая взвешенную норму вектора  $\varepsilon_i(w)$ .

Обычно  $V$  – единичная матрица, что сводит функционал к евклидовой норме вектора отклонений (3):

$$\begin{aligned} Q(\varepsilon_i(w)) &= \varepsilon_i^T(w) * \varepsilon_i(w) = (y_i(w) - \tilde{y}_i)^T (y_i(w) - \tilde{y}_i) = \\ &= \sum_{j=1}^m (y_{ij}(w) - \tilde{y}_{ij})^2. \end{aligned} \quad (3)$$

Степень соответствия сети данным из обучающего множества задаётся интегральным функционалом качества обучения (4):

$$E(w) = \sum_{i=1}^N Q_i(w) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^m (y_{ij}(w) - \tilde{y}_{ij})^2. \quad (4)$$

Для случая с одним выходом ( $m=1$ ) и с учетом его обозначения как  $F(x, w)$  функционал принимает следующий вид (5):

$$E(w) = \sum_{i=1}^N Q_i(w) = \sum_{i=1}^N (y_i(w) - \tilde{y}_i)^2 = \sum_{i=1}^N (F(x_i, w) - \tilde{y}_i)^2. \quad (5)$$

Цель обучения НСПР – определение такого вектора весов  $w^*$ , чтобы функционал (5) принимал минимальное значение, что превращает процесс обучения сети в решение задачи безусловной оптимизации (6):

$$w^* = \arg \min E(w), w \in R^W. \quad (6)$$

Многовыходная нейронная сеть с  $m$  выходами может быть заменена совокупностью  $m$  одновыходных сетей, что позволяет без ограничения общности рассмотреть методы обучения лишь для случая сетей с  $m = 1$ .

Для решения (6) существует множество методов. Одним из популярных методов можно выделить метод обратного распространения ошибки. Несмотря на широкое применение, его главные недостатки – медленная сходимость и негативное влияние локальных минимумов поверхности  $E(w)$  [16]. Существуют методы, которые не обладают этими недостатками, среди которых известен метод Левенберга - Марквардта.

Для устранения указанных недостатков обычно используется информация высокого порядка об  $E(w)$ . В рамках квадратичной аппроксимации ошибки в окрестности точки  $w$  имеет вид (7):

$$E(w + \Delta w) \approx E(w) + \nabla E(w)\Delta w + \frac{1}{2}\Delta w^T \nabla^2 E(w)\Delta w. \quad (7)$$

На основе квадратичной аппроксимации разработаны широко известные методы Гаусса-Ньютона и Левенберга-Марквардта (ЛМ – метод), которые сводят задачу (6) для (7) к уравнению (8):

$$\nabla E(w) + \nabla^2 E(w)\Delta(w) = 0. \quad (8)$$

При этом:

$$\nabla E(w) = \frac{\partial \varepsilon(w)}{\partial w} * \varepsilon(w) = \frac{\partial (y(w) - \widetilde{y}_i)}{\partial w} * \varepsilon(w) = \frac{\partial F(x, w)}{\partial w} * \varepsilon(w), \quad (9)$$

$$\nabla^2 E(w) = \left[ \frac{\partial \varepsilon(w)}{\partial w} \right]^T * \frac{\partial \varepsilon(w)}{\partial w} + \sum_{i=1}^N \varepsilon(w) \nabla^2 \varepsilon(w). \quad (10)$$

Ключевое различие между ними – подход к вычислению матрицы Гессе  $\nabla^2 E(w)$ . Если представить (10) в виде (11):

$$H = J^T J + S, \quad (11)$$

где  $S$  – информация о вторых производных.

Для метода Гаусса-Ньютона  $S = 0$ , в то время как в ЛМ –методе  $S$  аппроксимируется эвристическими правилами.

Исходя из (8–11), метод Левенберга-Марквардта заключается в решении уравнения относительно  $\Delta(w)$  (12):

$$\left[ \underbrace{J^T J}_{H^*} + \underbrace{\lambda I}_S \right] \Delta(w) = -J^T \tilde{\varepsilon}(w) \quad (12)$$

или в другой интерпретации (13):

$$\left[ \underbrace{J^T J}_{H^*} + \underbrace{\lambda I}_S \right] \delta = J^T \tilde{\varepsilon}(w),$$

$$\tilde{\varepsilon}(w) = -\varepsilon(w) = \tilde{y} - y(w), \quad (13)$$

где  $\lambda$  – коэффициент затухания Левенберга;

$\delta$  – вектор, состоящий из величин приращения весов.

Найденный вектор  $\delta$  позволяет изменить вектор весов  $w$ . Элементы вектора  $w$  обычно упорядочиваются сначала по слою, затем по нейронам, и, наконец, по весу каждого нейрона и его смещению.

Параметр  $\lambda$  задаётся изначально и определяет поведение алгоритма, делая его более похожим на градиентный метод или метод Гаусса-Ньютона. В самом начале обучения, когда функция  $F(x, w)$  подобрана грубо, удобно использовать метод наискорейшего спуска, поэтому  $\lambda$  выбирается относительно большим. По мере уточнения коэффициентов  $w$  более эффективным становится метод Гаусса-Ньютона (при этом  $\lambda$  становится малой величиной; при  $\lambda = 0$  метод вырождается в метод Гаусса-Ньютона). Так ЛМ – метод реализует адаптивную модель перехода между классами методов с явной аппроксимацией  $S$  и без неё. В классическом методе Гаусса-Ньютона требуется невырожденность матрицы  $H$ . Для гарантированного обращения  $H$  К. Левенберг предложил подправлять элементы главной диагонали, путём добавления к ней матрицы  $\lambda I$  ( $I$  – единичная матрица).

После того, как при заданном  $\lambda$  вектор  $\delta$  будет вычислен, необходимо принять решение о принятии модификации или её отклонения. Для этого необходимо рассчитать  $E(w + \delta)$  и сравнить полученное значение с  $E(w)$ . Если  $E(w + \delta) \leq E$ , то необходимо уменьшить  $\lambda$  и изменить веса  $w + \delta$ , иначе  $\lambda$  увеличивается и метод применяется заново для нового  $\lambda$ .

Для настройки величины  $\lambda$  часто используется вспомогательная величина  $\nu$ , (обычно  $\nu = 10$ ). Если  $\lambda$  необходимо увеличить, то  $\lambda$  умножается на  $\nu$ , иначе – делится. Умножение повторяется до тех пор, пока  $E(w + \delta) > E(w)$ . Как только выполняется неравенство  $E(w + \delta) \leq E(w)$ , считается, что один обучающий цикл (эпоха) нейросети завершился.

## 7.2 Выбор архитектуры сети

Для прогнозирования параметров выхода реального объекта на основе данных, полученных из АСУ ТП и модели объекта, было решено выбрать трехслойную нейронную сеть, где присутствуют следующие слои: скрытый и выходной. Входа нейронной сети являются нулевым слоем. Число входов в нулевом слое равно числу входных переменных, т.е. в нашем случае равно пяти ( $P_1^A, T_1^A, w, P_2^M, T_2^M$ ), число нейронов выходного слоя равно числу выходных переменных ( $P_2^K, T_2^K$ ). Число нейронов в скрытом слое примем десяти нейронам, по два на каждый вход нулевого слоя. Функция активации сигмоидальная.

Архитектура полученной нейронной сети представлена на рисунке 8.

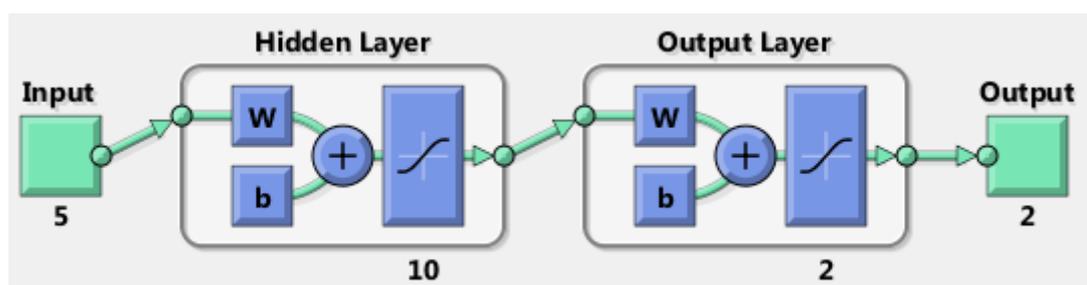


Рисунок 8 – Архитектура нейронной сети

## 7.3 Результаты обучения нейронной сети

Исходные данные для обучения нейронной сети представлены в приложении Д.

Обучение нейронной сети производилось в пакете прикладных программ MatLab, конкретно в пакете для проектирования, обучения и

моделирования нейронных сетей nntool. Можно отметить простой и понятный интерфейс, что благоприятно влияет на начало работы в данном пакете. Существует множество настроек моделируемой нейронной сети, настраивается количество слоёв нейронной сети, форма функции активации и алгоритм оптимизации при обучении.

Результаты обучения представлены в приложении Г.

Анализ результатов работы нейронной сети на тестовой выборке представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Анализ результатов работы нейронной сети

Показатель \ Ошибка	Ошибка прогноза по давлению (абсолютная), Па	Ошибка прогноза по температуре (абсолютная), °С
Максимальная	79,865	1,991
Средняя	34,7494	0,9184
Отношение максимальной ошибки к диапазону прогноза	6,724 %	3,799 %

Анализируя результаты работы нейронной сети, можно сказать, что применение нейронной сети для корректировки показания моделей в составе СИМ возможно. На 74 наборах выходных данных получилось обучить сеть так, что ошибка прогноза не превышает 7% по давлению и 4% по температуре, что уже является хорошим результатом. Имея большее количество наборов входных (примеров) и выходных (целей) данных, нейронная сеть обучится качественней, что улучшит точность прогнозов.

Графики сравнения показаний выхода модели, реальных показаний и выхода нейронной сети представлены в приложении Ж.

## 8 Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

### 8.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются предприятия нефтегазовой и нефтехимической отрасли. Научное исследование рассчитано на предприятия, использующие моделирование протекающих процессов на производстве, на одной или нескольких стадиях разработки и добычи нефти и газа.

В работе рассматривается проект, цель которого охватить все этапы разработки и добычи, однако его концепция может быть распространена на проекты, не имеющие обхвата всех этапов разработки и добычи. Следовательно, потенциальными потребителями результатов данного научного исследования могут быть организации разного размера, с разным охватом этапов разработки и добычи.

В таблице 5 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика, направление деятельности.

Таблица 5 – Карта сегментирования рынка

		Этап разработки и добычи					
		Геологическое моделирование	Гидродинамическое моделирование	Разработка, мониторинг	Добыча	Подготовка	Транспорт
Размер компании	Мелкие	1	1	2	2	3	3
	Средние	4	4	4	4	5	5
	Крупные	6	6	6	6	6	6

Примечание к таблице 5:

1 – Фирма А	2 – Фирма Б	3 – Фирма В	4 – Фирма Г	5 – Фирма Д	6 – Фирма Е
-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

## 8.2 Анализ конкуретных технических решений

Данный анализ проводится с помощью оценочной карты (таблица 6). Для оценки эффективности научной разработки сравниваются проектируемый информационно управляющий комплекс, в составе которого применяется модуль СИМ, способный объединить модели всех этапов разработки и добычи, с похожим проектом от конкурента, а так же с проектом, разработанным по классической схеме, без взаимодействия моделей между разными этапами разработки и добычи.

Критерии подобраны так, чтобы показать необходимость и преимущества применения современных и интеллектуальных технологий в системах производственной безопасности и технического обслуживания, относительно существующих и устаревших систем, применяемых в данной области.

Таблица 6 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
Удобство в эксплуатации	0,08	4	4	3	0,32	0,32	0,24
Повышение производительности	0,09	5	4	3	0,45	0,36	0,27
Надежность	0,10	4	4	5	0,4	0,4	0,5
Потребление ресурсов	0,06	5	4	3	0,3	0,24	0,18
Безопасность	0,08	4	4	4	0,32	0,32	0,32
Возможность составления прогнозов, предиктивное тех. обслуживание	0,11	5	4	2	0,55	0,44	0,22
Диагностика и самодиагностика	0,06	5	4	3	0,3	0,24	0,18
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
Конкурентоспособность системы	0,06	4	3	4	0,24	0,18	0,24
Уровень проникновения на рынок	0,08	4	5	3	0,32	0,4	0,24
Цена	0,08	4	4	5	0,32	0,32	0,4

Продолжение таблицы 6 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
Послепродажное обслуживание	0,12	5	4	3	0,6	0,48	0,36
Срок выхода на рынок	0,08	4	5	2	0,32	0,4	0,16
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>53</b>	<b>49</b>	<b>40</b>	<b>4,44</b>	<b>4,10</b>	<b>3,31</b>

Согласно оценочной карте можно выделить следующие конкурентные преимущества разработки: возможность составления прогнозов, возможности самодиагностики, а также предиктивное тех.обслуживание за счет анализа «узких» мест производства, уменьшения вовлеченности человека в процесс технического обслуживания.

Не стоит забывать, что разработка находится на стадии исследования. Количество компаний, которые уже ввели похожие системы на своих производственных объектах, поэтому мы не можем делать точные прогнозы на такие экономические показатели, как срок выхода на рынок и уровень проникновения на рынок в условиях современной ситуации на рынке.

### 8.3 Диаграмма Исикава

Диаграмма причины – следствия Исикавы (Cause-and-Effect-Diagram) – это графический метод анализа и формирования причинно-следственных связей, инструментальное средство для систематического определения причин проблемы и последующего графического представления (рисунок 9).

Область применения диаграммы:

- Выявление причин возникновения проблемы;
- Анализ и структурирование процессов на предприятии;
- Оценка причинно-следственных связей.



Рисунок 9 – Диаграмма причинно-следственных связей

## 8.4 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

SWOT-анализ проводится в несколько этапов. Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Результаты первого этапа SWOT-анализа представлять в табличной форме (таблица 7).

Таблица 7 – Первый этап SWOT-анализа

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>C1. Снижение человеческого фактора при проектировании и эксплуатации;</p> <p>C2. Использование современного ПО и оборудования;</p> <p>C3. Увеличение срока службы оборудования;</p> <p>C4. Возможность получения прогнозов параметров;</p> <p>C5. Неразрывное модельное пространство.</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>Сл1: Недостаточная осведомленность у заказчиков о возможностях предлагаемой технологии;</p> <p>Сл2: Необходимость переоборудования в случае применения к объектам с устаревшим оборудованием;</p> <p>Сл3: Недостаточная информированность разработчиков о возможностях применяемого ПО;</p> <p>Сл4: Сложность тестирования, получения моделей повышенной точности;</p> <p>Сл5: Слабая развитость ПО отечественных издателей.</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>V1: Использование новейших мировых разработок;</p> <p>V2: Повышение спроса на комплексную автоматизацию процессов;</p> <p>V3: Почти полное отсутствие решений с полной интегрированной моделью производства;</p>		

Таблица 7 (продолжение) – Первый этап SWOT-анализа

<p>В4: Возможность получения грантов для проведения исследований и разработок; В5: Привлечение лучших специалистов.</p>		
<p><b>Угрозы:</b> У1: Отсутствие спроса на разработку; У2: Высокая цена; У3: Риски информационной безопасности; У4: Узкая специализация целевых предприятий; У5: Сокращение рабочих мест.</p>		

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Интерактивная матрица проекта представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4	С5
	В1	+	+	+	+	+
	В2	+	+	+	0	-
	В3	+	0	+	+	+
	В4	-	0	0	-	-
	В5	0	+	0	-	+

Таблица 8(продолжение) – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	B1	+	+	+	+	+
	B2	+	0	+	-	0
	B3	+	-	+	0	0
	B4	0	-	+	+	0
	B5	-	0	+	+	0
Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4	С5
	У1	-	0	-	-	0
	У2	+	+	+	-	-
	У3	0	+	0	-	-
	У4	0	0	+	+	+
	У5	+	+	-	-	-
Слабые стороны проекта						
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	У1	+	+	-	0	0
	У2	-	+	+	-	+
	У3	-	+	+	-	+
	У4	+	0	-	-	0
	У5	0	+	0	-	-

В рамках третьего этапа составлена итоговая матрица SWOT-анализа (таблица 9).

Таблица 9 – Итоговая матрица SWOT-анализа

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>С1. Снижение человеческого фактора при проектировании и эксплуатации;</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>Сл1: Недостаточная осведомленность у заказчиков о возможностях предлагаемой технологии;</p>
--	---	--

Продолжение таблицы 9 – Итоговая матрица SWOT-анализа

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>С2. Использование современного ПО и оборудования;</p> <p>С3. Увеличение срока службы оборудования;</p> <p>С4. Возможность получения прогнозов параметров;</p> <p>С5. Неразрывное модельное пространство.</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>Сл2: Необходимость переоборудования в случае применения к объектам с устаревшим оборудованием;</p> <p>Сл3: Недостаточная информированность разработчиков о возможностях применяемого ПО;</p> <p>Сл4: Сложность тестирования, получения моделей повышенной точности;</p> <p>Сл5: Слабая развитость ПО отечественных издателей.</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1: Использование новейших мировых разработок;</p> <p>В2: Повышение спроса на комплексную автоматизацию процессов;</p> <p>В3: Почти полное отсутствие решений с полной интегрированной моделью производства;</p> <p>В4: Возможность получения грантов для проведения исследований и разработок;</p> <p>В5: Привлечение лучших</p>	<p>В1С1С2С3 – Новейшие разработки позволят продлить срок службы оборудования, снизить степень участия человека в процессе проектирования и эксплуатации;</p> <p>В1С4С5 – новые разработки с сфере алгоритмов и вычислений позволят сократить время проведения расчетов;</p>	<p>В1Сл1Сл2Сл3 – скорость появления новых технологий на рынке может привести к неосведомленности и несоответствию оборудования текущим реалиям; В1Сл4 – Новые технологии способны упростить процесс получения точных моделей;</p> <p>В1Сл5 – отсутствие конкурентов на внутреннем рынке позволит проекту развиваться быстрее;</p>

Продолжение таблицы 9 – Итоговая матрица SWOT-анализа

<p>специалистов.</p>	<p>B2C1C2C3 – общая тенденция развития автоматизации ведёт к повышению срока службы оборудования и снижения участия человека в процессе;</p> <p>B3C1C3C4C5 – интегрированная модель производства позволит производить весь спектр расчетов, необходимых для поддержания оборудования в надлежащем состоянии, прогнозирования параметров без участия человека;</p> <p>B5C2C5 – сложные технические задачи и современное оборудование смогут привлечь квалифицированных и заинтересованных в карьерном росте людей.</p>	<p>B2Cл1Cл3 – Неосведомлённость может привести к отсутствию спроса;</p> <p>B3Cл1Cл3 – для полноты реализации возможностей будут использованы интегрированные модели;</p> <p>B4Cл3Cл4 – грант на разработку может стимулировать разработчика глубже изучить используемое им ПО, а так же заняться поиском более выгодного пути получения моделей;</p> <p>B5Cл3Cл4 – привлечение квалифицированного персонала позволит избавиться от неосведомлённости, а так же решит проблемы со сложностью тестирования.</p>
<p><b>Угрозы:</b>          У1: Отсутствие спроса на разработку;          У2: Высокая цена;          У3: Риски информационной безопасности;</p>	<p>У2C1C2C3 – высокая стартовая цена оправдывается снижением человеческого фактора и увеличения срока службы оборудования;</p>	<p>У1Cл1Cл2 – недостаточная осведомлённость и нежелание переоборудовать производство часто приводят к снижению спроса;</p>

Продолжение таблицы 9 – Итоговая матрица SWOT-анализа

<p><b>Угрозы:</b>          У4: Узкая специализация целевых предприятий;          У5: Сокращение рабочих мест.</p>	<p>У3С2 – современное оборудование имеет высокую степень информационной безопасности;          У4С3С4С5 – узкая специализация готовой продукции – гарантия качественных решений в наиболее важных моментах;          У5С1С2 – тенденции развития в области автоматизации диктуют сокращения участия человека в производстве посредством внедрения современных технологий;</p>	<p>У2Сл2 – для предприятий с устаревшим оборудованием данная разработка приведёт к полному перевооружению, что благоприятно скажется на их производительности;          У2Сл5 – высокие цены способны подтолкнуть отечественных издателей ПО вкладывать деньги в разработку;          У3Сл2 – чтобы получить комплексную информационную безопасность, необходимо использовать современное оборудование;          У3Сл3Сл5 – разработчикам средств информационной безопасности необходимо закладывать наиболее полный пакет решений в свою продукцию;          У4Сл1 – позволит предлагать продукцию организациям, которые будут востребованы в подобных решениях;          У5Сл2 – переоборудование неизбежно приведёт к снижению количества рабочих мест.</p>
---	---	--

## 8.5 Планирование научно-исследовательских работ

### 8.5.1 Структура работ в рамках научного исследования

Трудоемкость выполнения ВКР оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для реализации проекта необходимы два исполнителя – научный руководитель и студент. Разделим выполнение дипломной работы на этапы, представленные в таблице 10.

Таблица 10 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ Раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1.	Выбор направления научного исследования	Студент
	2.	Составление и утверждение технического задания	Руководитель Студент
Анализ предметной области	3.	Календарное планирование работ по теме	Студент
	4.	Подбор и изучение материалов по теме	Студент
	5.	Анализ отобранного материала	Студент Руководитель
Разработка системы	6.	Описание технологического процесса	Студент
	7.	Описание требований к системе	Студент
	8.	Описание применяемого программного обеспечения	Студент
	9.	Разработка архитектуры системы	Студент
	10.	Разработка схемы функциональной структуры	Студент
	11.	Разработка схемы информационных потоков	Студент

Таблица 10 (продолжение) – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ Раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка системы	13.	Написание раздела «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Студент
	14.	Написание раздела «социальной ответственности»	Студент
	15.	Проверка работы с руководителем	Студент Руководитель
Оформление отчета	16.	Составление пояснительной записки	Студент
	17.	Подготовка презентации дипломного проекта	Студент

### 8.5.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для определения трудоемкости работ будем использовать такие показатели как ожидаемое значение трудоемкости, продолжительность каждой работы, продолжительность выполнения  $i$  – ой работы в календарных днях, коэффициент календарности.

Для расчета ожидаемого значения продолжительности работ  $t_{ож}$  применяется следующая формула 14:

$$t_{ож} = \frac{3 \cdot t_{min} + 2 \cdot t_{max}}{5} \quad (14)$$

где  $t_{min}$  – минимальная трудоемкость  $i$ -ой работы, чел/дн.;

$t_{max}$  – максимальная трудоемкость  $i$ -ой работы, чел/дн.

Из расчета ожидаемой трудоемкости работ, определим продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями (формула 15).

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (15)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для построения диаграммы Ганта, переведем длительность каждого из этапов работ в календарные дни (формула 16).

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал} \quad (16)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле 17:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} \quad (17)$$

где  $T_{кал}$  – количество календарных дней в году;

$T_{вых}$  – количество выходных дней в году;

$T_{пр}$  – количество праздничных дней в году.

Коэффициент календарности:  $K_{кал} = 365 / (365-118) = 1,478$ .

Расчеты по трудоемкости выполнения работ приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Расчеты по трудоемкости выполнения работ

Название работы	Трудоёмкость работ						Исполнители		Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{min}$ , чел-дни		$t_{max}$ , чел-дни		$t_{ожі}$ , чел-дни					
	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
Выбор направления научного исследования	7	0	12	0	9	0			12	17,76
Составление и утверждение технического задания	2	3	7	5	4	3,8			3,9	5,772
Календарное планирование работ по теме	1	0	4	0	2,2	0			2,2	3,256
Подбор и изучение материалов по теме	15	0	20	0	17	0			20	29,6
Анализ отобранного материала	5	3	19	6	10,6	4,2			7,4	10,952
Описание технологического процесса	2	0	4	0	2,8	0			2,8	4,144
Описание требований к системе	6	0	12	0	8,4	0			8,4	12,432
Описание применяемого программного обеспечения	3	0	6	0	4,2	0			4,2	6,216

Продолжение таблицы 11 – Расчеты по трудоемкости выполнения работ

Название работы	Трудоёмкость работ						Исполнители		Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{min}$ , чел-дни		$t_{max}$ , чел-дни		$t_{ожи}$ , чел-дни					
	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель		
Разработка архитектуры системы	2	0	4	0	2,8	0			2,8	4,144
Разработка схемы функциональной структуры	5	0	10	0	7	0			10	12,432
Разработка схемы информационных потоков	3	0	6	0	4,2	0			4,2	6,216
Написание раздела «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	3	0	8	0	5	0			5	7,4
Написание раздела «социальной ответственности»	5	0	11	0	7,4	0			7,4	10,952

Продолжение таблицы 11 – Расчеты по трудоемкости выполнения работ

Название работы	Трудоёмкость работ						Исполнители		Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{min}$ , чел-дни		$t_{max}$ , чел-дни		$t_{ожг}$ , чел-дни					
	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель		
Проверка работы с руководителем	6	5	12	9	8,4	6,2			7,3	10,804
Составление пояснительной записки	12	0	16	0	13,6	0			13,6	20,128
Подготовка презентации дипломного проекта	2	0	4	0	2,8	0			2,8	4,144
Итого	79	11	155	20	109,4	14,2	0	0	114	166,352

На основе таблицы 11 построим диаграмму Ганта, представляющую из себя горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ (таблица 12).

Таблица 12 – Диаграмма Гантта

Название работы	Дек.		Янв.		Фев.		Март		Апр.		Май	
	1-15	16-30	1-15	16-30	1-15	16-30	1-15	16-30	1-15	16-30	1-15	16-30
Выбор направления научного исследования	■											
Составление и утверждение ТЗ		■										
Календарное планирование работ по теме		■										
Подбор и изучение материалов по теме		■	■									
Анализ отобранного материала				■								
Описание технологического процесса				■								
Описание требований к системе					■							
Описание применяемого программного обеспечения						■						
Разработка архитектуры системы							■					
Разработка схемы функциональной структуры								■				
Разработка схемы информационных потоков									■			
Раздел «Финансовый менеджмент»										■		
Раздел «Социальная ответственность»											■	
Проверка работы с руководителем											■	
Составление пояснительной записки											■	
Подготовка презентации												■

## 8.6 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Бюджет научно-технического исследования должен быть основан на достоверном отображении всех видов расходов, связанных выполнением проекта. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных работ;
- заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- научные и производственные командировки;
- накладные расходы.

### 8.6.1 Расчет материальных затрат НТИ

Для вычисления материальных затрат воспользуемся следующей формулой (18):

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{расх\ i}, \quad (18)$$

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов;

$N_{расх\ i}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.);

$\Pi_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов;

$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Для разработки данного научного проекта необходимы следующие материальные ресурсы: потребляемая электроэнергия и расходные материалы (канцелярские товары и печатная бумага).

Согласно диаграмме Гантта длительность работ составляет 166 дней, для расчёта потребляемой энергии примем, что в день для проведения

исследования тратится около 4 часов работы за компьютером. Компьютер потребляет в среднем 60 Вт в час. Зная стоимость электроэнергии по городу Томск, можно рассчитать сумму, которую необходимо для этого потратить (таблица 9).

Основными средствами для проведения исследования являются: компьютер и программное обеспечение (MS Visual Studio, MS Office, AutoDesk AutoCAD) (таблица 13).

Таблица 13 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Кол-во	Цена (руб.)
Электричество	кВт.	40	136
Канцелярские товары	Шт.	1	500
Печатанная бумага	Пачка	1	300
Итого (руб.)		936	

Поскольку предприятие предоставляет бесплатный доступ к разному виду программного обеспечения, в том числе MS Office и AutoCAD, следовательно, затратами на основные средства будут являться покупка ноутбука и стандартного пакета Microsoft Office.

Таблица 14 – Основные средства проведения исследования

Наименование	Единица измерения	Цена (руб.)
Ноутбук Asus N56VZ	Шт.	48000
Microsoft Office 2016 Home and Student RU	Шт.	4200
Итого (руб.)		52200

### 8.6.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату (формула 6):

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (6)$$

где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата ((12 – 20) % от  $Z_{\text{осн}}$ ).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле 7:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (7)$$

где  $Z_{\text{м}}$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 24 раб. дня  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя;

– при отпуске в 48 раб. дней  $M = 10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

– при отпуске в 72 раб. дней  $M = 9,6$ .

$F_{\text{д}}$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 15).

Таблица 15 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	118	118
– выходные дни		
– праздничные дни		
Потери рабочего времени	48	72
– отпуск		
– невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	197	173

Месячный должностной оклад работника (формула 19):

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}, \quad (19)$$

где  $Z_{\text{тс}}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30 % от  $Z_{\text{тс}}$ );

$k_{\text{д}}$  – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно (0,2 – 0,5) (в

НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер

обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия:  
 $((15 - 20) \% \text{ от } Z_{\text{тс}})$ ;

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 16.

Таблица 16 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{тс}}$ , руб.	$k_p$	$Z_m$ , руб.	$Z_{\text{дн}}$ ,руб.	$T_p$ ,раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$ ,руб.
Руководитель	32250	1,3	60791,25	2026	15	30,395
Студент	1692	1,3	2859,48	96	110	10484,76

### 8.6.3 Дополнительная заработная плата

Дополнительная заработная плата включает заработную плату за не отработанное рабочее время, но гарантированную действующим законодательством.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле 20:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (20)$$

где:  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным (0,12 – 0,15)).

$k_{\text{доп}}$  равен 0,12. Результаты по расчетам дополнительной заработной платы сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Затраты на дополнительную заработную плату

Исполнители	Основная зарплата( руб.)	Коэффициент дополнительной заработной платы ( $k_{\text{доп}}$ )	Дополнительная зарплата( руб.)
Руководитель	30,395	0,12	3647,78
Студент	10484,76	0,12	1258,18
<b>Итого:</b>			4905,65

### 8.6.4 Отчисления на социальные нужды

Величина отчислений на социальные нужды определяется исходя из формулы 21:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (21)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2017 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30 %. На пенсионное страхование от суммы, выплаченной работникам, перечисляют 22 %; на медицинское страхование — 5,1 %; на соцстрахование, за счет которого в дальнейшем оплачиваются больничные и отпуска по беременности и родам, — 2,9 %.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Отчисления на социальные нужды

<b>Исполнитель</b>	<b>Основная заработная плата, руб.</b>	<b>Дополнительная заработная плата, руб.</b>
Руководитель проекта	30,395	3647,78
Студент	10484,76	1258,18
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30%	
<b>Итого</b>		
<b>Руководитель</b>	10213,93	
<b>Студент</b>	3522,88	
<b>Суммарно</b>	13735,81	

### 8.6.5 Научные и производственные командировки

В эту статью включаются расходы по командировкам научного и производственного персонала, связанного с непосредственным выполнением конкретного проекта, величина которых принимается в размере 10% от основной и дополнительной заработной платы всего персонала, занятого на выполнении данной темы.

Таблица 19 – Научные и производственные командировки

<b>Исполнитель</b>	<b>Основная заработная плата, руб.</b>	<b>Дополнительная заработная плата, руб.</b>
Руководитель проекта	30,395	3647,78
Студент	10484,76	1258,18

Продолжение таблицы 19 – Научные и производственные командировки

Коэффициент затрат на научные и производственные командировки	10%
<b>Итого</b>	
<b>Руководитель</b>	3404,31
<b>Студент</b>	1174,30
<b>Суммарно</b>	4578,60

### 8.6.6 Накладные расходы

В эту статью включаются затраты на управление и хозяйственное обслуживание, которые могут быть отнесены непосредственно на конкретную тему. Кроме того, сюда относятся расходы по содержанию, эксплуатации и ремонту оборудования, производственного инструмента и инвентаря, зданий, сооружений и др.

Накладные расходы составляют (15 – 20) % от суммы основной и дополнительной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы.

Расчет накладных расходов ведется по следующей формуле 22:

$$C_{накл} = k_{накл} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (22)$$

где:  $k_{накл}$  – коэффициент накладных расходов.

Таблица 20 – Накладные расходы

<b>Исполнитель</b>	<b>Основная заработная плата, руб.</b>	<b>Дополнительная заработная плата, руб.</b>	<b>Отчисления на социальные нужды, руб.</b>
Руководитель проекта	30,395	3647,78	10213,93
Студент	10484,76	1258,18	3522,88
Коэффициент накладных расходов	16%		
<b>Итого</b>			
<b>Руководитель</b>	7080,94		
<b>Студент</b>	2442,53		
<b>Суммарно</b>	9523,50		

### 8.6.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Расчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 21.

### 8.7 Определение ресурсной, финансовой и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. С помощью таблицы 18 определим интегральный показатель ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется по формуле 23:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (23)$$

где:  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;  $\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;  $\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в том числе и аналогов).

$$I_{\text{финр}} = \frac{126759,94}{150000} = 0,85$$

$$I_{\text{финал}} = \frac{141971,13}{150000} = 0,95$$

$$I_{\text{финр}} = \frac{145773,93}{150000} = 0,97$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом (формула 24):

Таблица 21– Расчет бюджета затрат НИИ

Вид работ	Статья							
	Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Научные и производственные командировки	Накладные расходы	Итого плановая себестоимость
Рассмотренный проект	936 руб.	52200 руб.	30395,63 руб. + 10484,76 руб. = 40880,39 руб.	3647,475 руб. + 1258,171 руб. = 4905,646 руб.	10212,93 руб. + 3522,8794 руб. = 13735,809 руб.	3404,31 руб. + 1174,2931 руб. = 4578,6031 руб.	7080,9648 руб. + 2442,5297 руб. = 9523,4945 руб.	126759,9 руб.
Аналог 1	1048,32 руб	58464 руб.	45786,03 руб.	5494,32 руб	15384,11 руб.	5128,04 руб.	10666,31 руб.	141971,13 руб
Аналог 2	1076,4 руб.	60030 руб.	47012,44 руб.	5641,49 руб.	15796,18 руб.	5265,39 руб.	10952,02 руб.	145773,93 руб.

$$I_{pi} = \sum_{i=1}^n a_i b_i, \quad (24)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный финансовый показатель разработки;  
 $a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;  
 $b_i$  – балльная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки.

Сравнительная оценка характеристик проекта представлена в таблице 22.

Таблица 22 – Сравнительная оценка характеристик

Критерии	Весовой коэффициент	Проект	Аналог1	Аналог2
Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	4
Повышение производительности	0,15	5	3	3
Надежность	0,1	4	5	5
Потребление ресурсов	0,1	5	4	4
Безопасность	0,2	4	4	3
Возможность составления прогнозов, предиктивное тех. обслуживание	0,2	4	5	5
Диагностика и самодиагностика	0,1	5	4	3
Итого	1	4,5	4,15	3,85

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{финр}^p$ ) и аналога ( $I_{финаi}^{ai}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле 25, 26 соответственно:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_{финр}^p}, \quad (25)$$

$$I_{финаi}^{ai} = \frac{I_m^{ai}}{I_{финаi}^{ai}}, \quad (26)$$

Все необходимые параметры для оценки ресурсоэффективности сведены и рассчитаны в таблице 23.

Таблица 23 – Сравнительная таблица показателей эффективности

№	Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,85	0,935	0,97
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,5	4,15	3,85
3	Интегральный показатель эффективности	5,33	4,38	3,96
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	1,21	1,34

Таким образом, основываясь на определении ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования, проведя необходимый сравнительный анализ, можно сделать вывод об очевидном превосходстве разработки над аналогами 1 и 2. Такая разница обуславливается тем, что аналоги имеют ряд недостатков по сравнению с собственной разработкой. В первую очередь это высокая стоимость программ и заказной доработки, дополнительные затраты на их поддержку и на обучение сотрудников. Также в данных аналогах присутствует избыточность функционала, так как большинство функций не требуются проектировщикам и усложняют работу с программой.

### 8.8 Оценка абсолютной эффективности исследования

В основе проектного подхода к инвестиционной деятельности предприятия лежит принцип денежных потоков. Особенностью является его прогнозный и долгосрочный характер, поэтому в применяемом подходе к анализу учитываются фактор времени и фактор риска. Для оценки общей экономической эффективности инноваций в качестве основных показателей рекомендуются считать:

- чистая текущая стоимость ( $NPV$ );
- срок окупаемости ( $D_{PP}$ );
- внутренняя ставка доходности ( $IRR$ );

– индекс доходности ( $PI$ ).

### 8.8.1 Расчет чистой текущей стоимости

Чистая текущая стоимость является абсолютным показателем. Условием экономичности инвестиционного проекта по данному показателю является выполнение следующего неравенства:  $NPV > 0$ .

Чем больше  $NPV$ , тем больше влияние инвестиционного проекта на экономический потенциал предприятия, реализующего данный проект, и на экономическую ценность этого предприятия.

Таким образом, инвестиционный проект считается выгодным, если  $NPV$  является положительной величиной. Расчет текущей стоимости по проекту показан в таблице 24.

Таблица 24 – Расчет чистой текущей стоимости по проекту в целом

№	Наименование показателей	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1.	Выручка от реализации, тыс.руб.	0,000	79,225	79,225	79,225	79,225
2.	Итого приток, тыс.руб.	0,000	79,225	79,225	79,225	79,225
3.	Инвестиционные издержки, тыс.руб.	-126,760	0,000	0,000	0,000	0,000
4.	Операционные затраты, тыс. руб. С+Ам+ФОТ	0,000	15,984	15,984	15,984	15,984
5.	Налогооблагаемая прибыль (1-4)	0,000	63,241	63,241	63,241	63,241
6.	Налоги, тыс. руб донал.приб*20%	0,000	12,648	12,648	12,648	12,648
7.	Итого отток, тыс.руб. Опер.затр.+налоги	-126,760	28,633	28,633	28,633	28,633
	Чистая прибыль, т.р. (5-7)	-126,760	34,608	34,608	34,608	34,608
	Амортизация, т.р	0,000	-0,870	-0,870	-0,870	-0,870
8.	Чистый денежный поток, тыс. руб. ЧДП=Пчист+Ам	-126,760	33,738	33,738	33,738	33,738
9.	Коэффициент дисконтирования (приведения при $i=20\%$ )	1,00	0,985	0,970	0,955	0,941
10.	Дисконтированный чистый денежный поток, тыс.руб. (с8*с9)	-126,760	33,229	32,728	32,235	31,749

Продолжение таблицы 24 – Расчет чистой текущей стоимости по проекту в целом

№	Наименование показателей	Шаг расчета				
		0			0	
11.	То же нарастающим итогом, тыс.руб. (NPV=3,181 тыс.руб.)	-126,760	-93,531	-60,803	-28,568	3,181

Таким образом, чистая текущая стоимость по проекту в целом составляет 3,181 тыс. рублей, что позволяет сделать вывод о его эффективности.

### 8.8.2 Дисконтированный срок окупаемости

Как отмечалось ранее, одним из недостатков показателя простого срока окупаемости является игнорирование в процессе его расчета разной ценности денег во времени.

Этот недостаток устраняется путем определения дисконтированного срока окупаемости.

Рассчитывается данный показатель примерно по той же методике, что и простой срок окупаемости, с той лишь разницей, что последний не учитывает фактор времени.

Наиболее приемлемым методом установления дисконтированного срока окупаемости является расчет кумулятивного (нарастающим итогом) денежного потока (таблица 25).

Таблица 25 – Дисконтированный срок окупаемости

№	Наименование показателя	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1.	Дисконтированный чистый денежный поток ( $i=0,20$ )	-126,760	33,229	32,728	32,235	<b>31,749</b>
2.	То же нарастающим итогом	-126,760	-93,531	-60,803	<b>-28,568</b>	3,181
3.	Дисконтированный срок окупаемости	<b><math>PP_{диск} = 3 + 28,568 / 31,749 = 3,89</math></b> месяца				

### 8.8.3 Внутренняя ставка доходности

Для установления показателя чистой текущей стоимости (NPV) необходимо располагать информацией о ставке дисконтирования, определение которой является проблемой, поскольку зависит от оценки экспертов. Поэтому, чтобы уменьшить субъективизм в оценке эффективности инвестиций на практике широкое распространение получил метод, основанный на расчете внутренней ставки доходности (IRR).

Между чистой текущей стоимостью (NPV) и ставкой дисконтирования ( $i$ ) существует обратная зависимость. Эта зависимость следует из таблицы 26 и графика, представленного на рисунке 10.

Таблица 26 – Зависимость NPV от ставки дисконтирования

№	Наименование показателя	0	1	2	3	4	
1	Чистые денежные потоки	-126,760	33,738	33,738	33,738	33,738	
2	Коэффициент дисконтирования						
	$i=0,1$	1	0,992	0,984	0,976	0,969	
	$i=0,2$	1	0,985	0,970	0,955	0,941	
	$i=0,3$	1	0,978	0,957	0,937	0,916	
	$i=0,4$	1	0,972	0,945	0,919	0,894	
	$i=0,5$	1	0,967	0,935	0,904	0,874	
	$i=0,6$	1	0,962	0,925	0,889	0,855	
	$i=0,7$	1	0,957	0,915	0,876	0,838	
	$i=0,8$	1	0,952	0,907	0,863	0,822	
	$i=0,9$	1	0,948	0,899	0,852	0,807	
	$i=1$	1	0,944	0,891	0,841	0,794	
3	Дисконтированный денежный поток, тыс. руб						NPV
	$i=0,1$	-126,760	33,471	33,206	32,944	32,683	5,544
	$i=0,2$	-126,760	33,229	32,728	32,235	31,749	3,181
	$i=0,3$	-126,760	33,008	32,294	31,596	30,913	1,052
	$i=0,4$	-126,760	32,805	31,898	31,016	30,158	-0,882
	$i=0,5$	-126,760	32,617	31,533	30,486	29,473	-2,651
	$i=0,6$	-126,760	32,442	31,196	29,998	28,846	-4,279
	$i=0,7$	-126,760	32,279	30,882	29,547	28,268	-5,784
	$i=0,8$	-126,760	32,125	30,590	29,127	27,735	-7,183
	$i=0,9$	-126,760	31,981	30,315	28,736	27,240	-8,488
	$i=1$	-126,760	31,844	30,057	28,370	26,778	-9,711

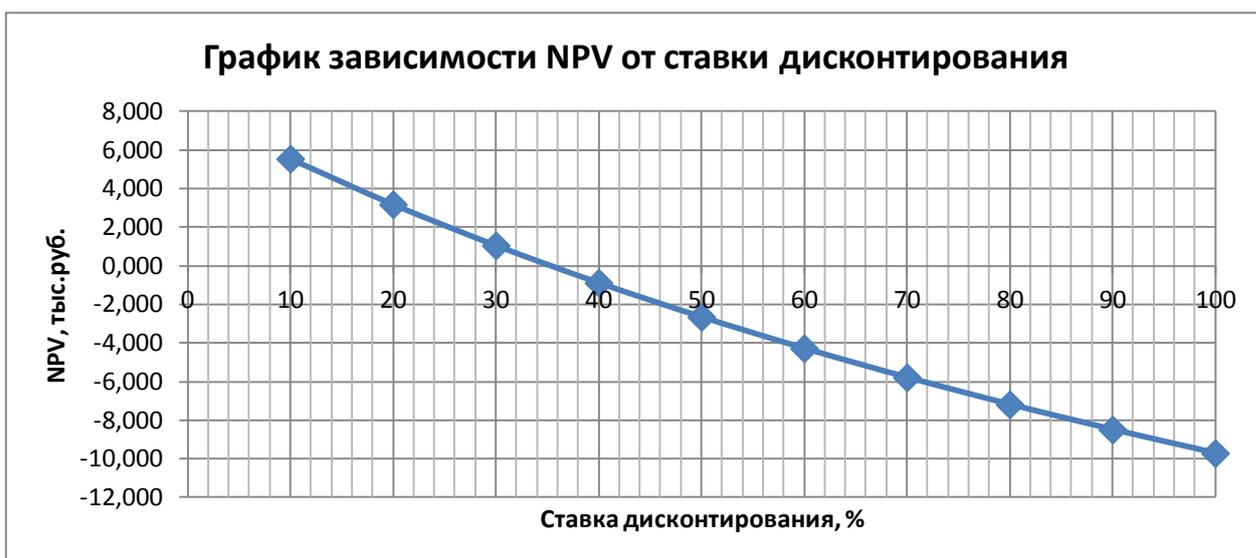


Рисунок 10 – Зависимость NPV от ставки дисконтирования.

Из таблицы и графика следует, что по мере роста ставки дисконтирования чистая текущая стоимость уменьшается, становясь отрицательной. Значение ставки, при которой NPV обращается в нуль, носит название «внутренней ставки доходности» или «внутренней нормы прибыли». Из графика получаем, что IRR составляет 0,35.

#### 8.8.4 Индекс доходности (рентабельности) инвестиций

Индекс доходности показывает, сколько приходится дисконтированных денежных поступлений на рубль инвестиций.

Расчет этого показателя осуществляется по формуле 27:

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{ЧПД_t}{(1+i)^t} / I_0, \quad (27)$$

где  $I_0$  – первоначальные инвестиции.

$$PI = \frac{32,299 + 32,728 + 32,234 + 31,748}{126,760} = 1,025$$

$PI=1,025 > 1$ , следовательно, проект эффективен при  $i=0,2$ ;

Социальная эффективность научного проекта учитывает социально-экономические последствия осуществления научного проекта для общества в целом или отдельных категорий населения, в том числе как непосредственные результаты проекта, так и «внешние» результаты в

смежных секторах экономики: социальные, экологические и иные внеэкономические эффекты.

Таблица 27 – Критерии социальной эффективности

ДО	ПОСЛЕ
Расчет прогнозного уровня добычи вручную	Система, на основе полученных и скорректированных в ходе эксплуатации моделей, способна провести расчет по нескольким вариантам уровня дебита, что позволит выбрать наиболее приемлемый вариант разработки скважины.
Проведение технического обслуживания по графику ППР	Система позволяет следить за состоянием оборудования, что в свою очередь приводит к обслуживанию не по графику, а по требованию, что может существенно снизить затраты на обслуживание оборудования.

### **8.9 Вывод по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

Таким образом, на основании всех расчётов можно сделать вывод о том, что проект является рентабельным и эффективным для инвестиций в первую очередь потому что обслуживание инвестиций не требует больших капиталовложений, так как разрабатываемая система является автономной и требует точной настройки, следовательно, и финансовые вложения только на начальном этапе своего функционирования. Все показатели финансовой и экономической эффективности, такие как чистая текущая стоимость (NPV), срок окупаемости (D\_PP), внутренняя ставка доходности (IRR), индекс доходности (PI), рассчитанные в ходе работы по разделу подтверждают вышесказанное утверждение.

## **9 Раздел «Социальная ответственность»**

### **9.1 Введение**

Важнейшими задачами по сохранению производительности труда и экономической эффективности производства являются организация и улучшение условий труда на рабочем месте. Необходимые показатели в этой области достигаются путем приведения текущих вредных и опасных факторов труда к нормам, соответствующим требованиям нормативно-технической документации, а также проведению социально-экономических, технических, гигиенических и организационных мероприятий, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда.

В рамках данной работы рассматривается система интегрированного моделирования (СИМ) в составе информационно – управляющего комплекса(ИУК) Северо-Комсомольского месторождения. Данная система предназначена для контроля за параметрами текущего технологического процесса, прогнозирования параметров процесса на небольшой, а так же продолжительный срок вперед. Точность предсказанных параметров зависит от точности полученной адаптированной модели.

Ролью обслуживающего персонала становится контроль технологических параметров установки, расположенной на некотором удалении от пункта диспетчерского управления. При работе с ЭВМ человек подвергается воздействиям вредных факторов, таких как электростатическое поле, электромагнитное излучение, шум и вибрации, также идет большая нагрузка на зрение и на костно-мышечную систему.

В данном разделе выпускной квалификационной работы дается характеристика рабочему месту и рабочей зоне. Проанализированы опасные и вредные факторы труда, а также разработан комплекс мероприятий, снижающий негативное воздействие проектируемой деятельности на работников, общество и окружающую среду.

## **9.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### **9.2.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

В данном разделе рассмотрены основные нормативные документы, выполнение которых необходимо для безопасного исполнения рабочих обязанностей диспетчером Северо-Комсомольского месторождения, который проводит большую часть времени за компьютером.

– В статье 22 Трудового кодекса РФ указано, что работодатель обязан обеспечивать безопасность работника и соответствие условий труда всем необходимым требованиям.

– Статья 27 Закона о санитарно-эпидемиологическом благополучии от 30 марта 1999 года регулирует вопросы влияния различных устройств (в том числе и ЭВМ) на здоровье работника.

– СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 (утверждены 30 мая 2003 года) регулируют порядок организации рабочего процесса для лиц, труд которых связан с компьютерной техникой. Требования документа распространяются на персональные компьютеры, периферийные устройства (клавиатуры, принтеры, модемы, блоки бесперебойного питания и т.д.), а также на видеодисплейные терминалы всех типов.

– Типовая инструкция ТОИ Р-45-084-01 (утверждена 2 февраля 2001 года) более детально регламентирует данный вопрос. Согласно данному документу, без перерыва работник может находиться за монитором компьютера не более двух часов.

– ППБ 01-93 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации» устанавливает необходимые требования по пожарной безопасности ко всем системам и оборудованию, находящемуся в помещениях Северо-Комсомольского месторождения – электроустановки, системы отопления и вентиляции, противопожарное оборудование и т.д.

## **9.3 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

### **9.3.1 Эргономические требования к рабочему месту**

Для минимизации вредных психофизиологических факторов, коими являются монотонность труда, эмоциональное и умственное напряжение, статические нагрузки, следует организовать рабочие места согласно требованиям СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03:

- расстояние между рабочими столами с видеомониторами должно быть не менее 2,0 м, а расстояние между боковыми поверхностями видеомониторов – не менее 1,2 м;

- экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии от 600 до 700 мм, но не ближе 500 мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов;

- конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение используемого оборудования с учетом характера выполняемой работы;

- поверхность рабочего стола должна иметь коэффициент отражения от 0,5 до 0,7;

- конструкция рабочего стула должна обеспечивать поддержание рациональной рабочей позы при работе на ПК, позволять изменять позу с целью снижения статического напряжения мышц шейно-плечевой области и спины; тип рабочего стула выбирается с учетом роста пользователя, характера и продолжительности работы с ПК.

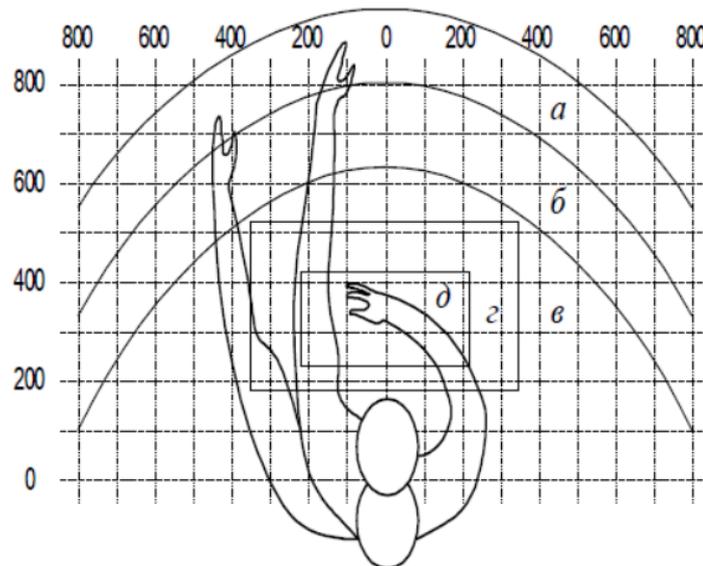


Рисунок 11 – Эргономические требования

где а – зона максимальной досягаемости;

б – зона досягаемости пальцев при вытянутой руке;

в – зона легкой досягаемости ладони;

г – оптимальной пространство для грубой ручной работы;

д – оптимальное пространство для точной ручной работы.

Оптимальное размещение предметов труда и документации в зонах досягаемости согласно [24]:

- дисплей размещается в зоне «а» (в центре);
- системный блок размещается в предусмотренной нише стола;
- клавиатура – в зоне «г/д»;
- «мышь» – в зоне «в» справа;
- документация, необходимая при работе – в зоне легкой досягаемости ладони – «б», а в выдвижных ящиках стола – редко используемая литература.

### 9.3.2 Окраска и коэффициенты отражения

В зависимости от ориентации окон рекомендуется следующая окраска стен и пола:

- окна ориентированы на юг – стены зеленовато–голубого или светло–голубого цвета, пол – зеленый;
- окна ориентированы на север – стены светло–оранжевого или оранжево–желтого цвета, пол – красновато–оранжевый;
- окна ориентированы на восток – стены желто–зеленого цвета, пол зеленый или красновато–оранжевый;
- окна ориентированы на запад – стены желто–зеленого или голубовато–зеленого цвета, пол зеленый или красновато–оранжевый.

В помещениях, где находится компьютер, необходимо обеспечить следующие величины коэффициента отражения для потолка (60 – 70), для стен (40 – 50), для пола около 30.

### **9.3.3 Особенности законодательного регулирования проектных решений**

Государственный надзор и контроль в организациях независимо от организационно–правовых форм и форм собственности осуществляют специально уполномоченные на то государственные органы и инспекции в соответствии с федеральными законами.

Согласно Трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 [25] в условиях непрерывного производства нет возможности использовать режим рабочего времени по пяти– или шестидневной рабочей неделе. По этой причине применяются графики сменности, обеспечивающие непрерывное обслуживание производственного процесса, работу персонала сменами постоянной продолжительности, регулярные выходные дни для каждой бригады, постоянный состав бригад и переход из одной смены в другую после дня отдыха по графику. На объекте применяется график сменности четырех бригад. При этом ежедневно работают две бригады, каждая в своей смене, а остальные две бригады отдыхают. При составлении графиков сменности учитывается положение ст. 110 ТК [25] о

предоставлении работникам еженедельного непрерывного отдыха продолжительностью не менее 42 часов.

Государственный надзор и контроль в организациях независимо от организационно–правовых форм и форм собственности осуществляют специально уполномоченные на то государственные органы и инспекции в соответствии с федеральными законами.

К таким органам относятся:

- федеральная инспекция труда;
- государственная экспертиза условий труда;
- федеральная служба по труду и занятости населения (Минтруда России Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Госгортехнадзор, Госэнергонадзор, Госатомнадзор России)).
- федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека (Госсанэпиднадзор России);

Единая государственная система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, положение о которой утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации, в соответствии с которым, система объединяет органы управления, силы и средства.

#### **9.4 Анализ факторов рабочей среды и производственного процесса**

Для выбора факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы. Классификация»[17]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлен в таблице 28.

Таблица 28 – Возможные опасные и вредные факторы при работе диспетчера

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1.Отклонение показателей микроклимата	+	-	+	СанПиН 2.2.4.3359-16 [18]
2.Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	-	+	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 [19] СП 52.13330.2011 [20]
3.Превышение уровня шума	+	+	+	СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [21]
4.Электромагнитные и электрические поля	+	-	+	СанПиН 2.2.4. 1191-03 [22]

#### 9.4.1 Отклонение показателей микроклимата

Для обеспечения нормальных метеоусловий и снижения концентрации вредных веществ в операторной предусмотрены естественная и искусственная вентиляции. Естественная вентиляция осуществляется через вентиляционные короба, искусственная вентиляция – общая приточно-вытяжная. Минимальная кратность обмена воздуха в помещении равна  $K = 3 \text{ ч}^{-3}$ .

Снаружи предусмотрено включение автомеханической вентиляции, которая в аварийных случаях поможет избавиться от содержания вредных веществ внутри помещения.

Воздуховоды изготавливают из искробезопасного и нержавеющей материала, чтобы не возникло статистических зарядов. Воздуховоды заземляют.

Работа персонала в данном случае относится к категории работ I б.

В таблице 29 приведены оптимальные и допустимые параметры микроклимата воздуха рабочей зоны согласно СанПиН 2.2.4.3359-16 [18].

Таблица 29 – Оптимальные и допустимые параметры микроклимата

Период года	Температура воздуха, °С		Относительная влажность воздуха, %		Скорость движения воздуха, м/с	
	Оптимальная	Допустимая	Оптимальная	Допустимая	Оптимальная	Допустимая
Холодный	(23 – 24)	(18 – 25)	(40 – 60)	(15 – 75)	0,1	Не больше 0,1
Теплый	(23 – 25)	(20 – 28)	(40 – 60)	55 при 28 °С	0,1	(0,1 – 0,2)

В зимнее время в помещении предусмотрена система отопления. Она обеспечивает достаточное, постоянное и равномерное нагревание воздуха. В соответствии с характеристикой помещения определен расход свежего воздуха согласно [18] и приведен в таблице 30.

Таблица 30 – Расход свежего воздуха

Характеристика помещения	Объемный расход подаваемого в помещение свежего воздуха, м <sup>3</sup> / на одного человека в час
Объем до 20м <sup>3</sup> на человека	Не менее 30
(20 – 40) м <sup>3</sup> на человека	Не менее 20
Более 40 м <sup>3</sup> на человека	Естественная

#### 9.4.2 Недостаточная освещённость рабочей зоны

Производственное освещение — неотъемлемый элемент условий трудовой деятельности человека.

При правильно организованном освещении рабочего места сохраняется зрение человека и нормальное состояние его нервной системы, а также обеспечивается безопасность в процессе производства.

Производительность труда и качество выпускаемой продукции находятся в прямой зависимости от освещения.

Рабочая зона или рабочее место диспетчера освещается таким образом, чтобы можно было отчетливо видеть процесс работы, не напрягая при этом зрения. Осветительные приборы и рабочее место располагаются

таким образом, чтобы отсутствовало прямое попадание лучей источника света в глаза.

Уровень необходимого освещения определяется степенью точности зрительных работ. Наименьший размер объекта различения составляет (0,5 – 1) мм. В помещении присутствует естественное освещение. По нормам освещенности [19] и отраслевым нормам, работа за ПК относится к зрительным работам средней точности для любого типа помещений. Нормирование освещенности для работы за ПК приведено в таблице 31.

Таблица 31 – Нормирование освещенности для работы с ПК

Характеристика зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Под-разряд зрительной работы	Относительная продолжительность зрительной работы при направлении зрения на рабочую поверхность, %	Искусственное освещение		Естественное освещение	
					Освещенность на рабочей поверхности от системы общего освещения, лк	Коэффициент пульсации и Кп, %, не более	КЕО е <sub>н</sub> , %, при	
							верхнем или комбинированном	бокo-вом
Средней точности	От 0,5 до 0,1	В	1	Не менее 70	200	5	4	1,5
			2	Менее 70	150	10	4	1,5

Требования к освещению на рабочих местах, оборудованных ПК, представлены в таблице 32 [20].

Таблица 32 – Требования к освещению на рабочих местах с ПК

Параметр	Требование
Освещенность на рабочем столе	(200 – 400) лк
Освещенность на экране ПК	не выше 200 лк
Блики на экране	не выше 40 кд/м <sup>2</sup>
Прямая блескость источника света	200 кд/м <sup>2</sup>
Показатель ослепленности	не более 20
Показатель дискомфорта	не более 15
Отношение яркости:	
– между рабочими поверхностями	3:1–5:1
– между поверхностями стен и оборудования	10:1
Коэффициент пульсации:	не более 10%

В случае отключения рабочего освещения предусмотрено аварийное освещение  $E = 10$  лк.

Эвакуационное освещение предусмотрено в проходах, на лестницах, которое обеспечивает освещенность в помещениях 0,5 лк, на открытых территориях 0,2 лк.

Светильники аварийного освещения присоединяются к независимому источнику питания, а светильники для эвакуации людей к сети независимого от рабочего освещения. Для аварийного освещения применяют светильники с лампами накаливания.

### **9.4.3. Превышение уровня шума**

При выполнении работ специалист может оказаться в зоне повышенного уровня шума, источником которого является оборудование, находящееся в рабочем помещении: персональные компьютеры, устройства поддержки микроклимата (кондиционеры, вентиляция). На уровень шума могут влиять так же находящиеся близко к диспетчерской такие производственные объекты, как компрессорные станции или факельные сепараторы.

Уровень шума, создаваемый таким оборудованием нередко достигает (60 – 90) дБ, а иногда и более. Естественно, такой уровень шума является недопустимым для работы диспетчера, поэтому выполняют ряд мер для снижения уровня шума:

- использование качественных агрегатов и узлов техники, со сниженным уровнем шума. К примеру, оборудование, выполненное из нержавеющей стали или чугуна имеет сниженный уровень шума.

- использование звукоизолирующих материалов, например, пенопласта, который является и отличным теплоизолятором, что очень важно в зимний период.

- снижение на (30 – 40) % ниже рекомендованных СНиП предельных значений скорости движения воды в трубах путем установки регуляторов давления.

Работы, выполняемые специалистом оцениваются как научная деятельность, конструирование и проектирование, программирование, и, следовательно, согласно санитарным нормам СН2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» уровень звука в рабочем помещении не должен превышать 50 дБА. В таблице 33 приведены предельные уровни звукового давления в октавных полосах, а также предельные уровни звука для видов работ, выполняемых специалистом в процессе работы [21].

Таблица 33 – Предельные уровни звукового давления и предельные уровни звука согласно СН2.2.4/2.1.8.562-96

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звуча (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Конструкторские бюро, программисты, лаборатории	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

Основным источником шума на рабочем месте является персональный компьютер, находящийся под рабочим столом. Измерения уровня шума не проводились, однако, в процессе работы шум работы ПК не слышен и не влияет на производительность труда. Однако, при накоплении пыли внутри системного блока система охлаждения начинает работать интенсивней и уровень шума повышается. Таким образом, необходимо своевременно проверять и прочищать от пыли всё оборудование необходимое для работы диспетчера.

#### **9.4.4. Электромагнитное и электростатическое излучения**

Рабочее место диспетчера подвержено влиянию электромагнитных полей (ЭМП). Источниками ЭМП является оборудование, в частности компьютеры. Большая часть электромагнитного излучения, создаваемого компьютерами, происходит от видеокабеля и системного блока. В составе современных персональных компьютеров практически все электромагнитное

излучение идет от системного блока. Современные компьютеры выпускаются производителями со специальной металлической защитой внутри системного блока для уменьшения фона электромагнитного излучения. Электромагнитное поле обладает способностью биологического, специфического теплового воздействия на организм человека. При воздействии полей, имеющих напряженность выше предельно допустимого уровня, развиваются нарушения со стороны нервной, сердечнососудистой систем, органов пищеварения и некоторых биологических показателей крови.

Степень воздействия электромагнитных излучений на организм человека зависит от диапазона частот, интенсивности воздействия соответствующего фактора, продолжительности облучения, характера излучения, режима облучения, размеров облучаемой поверхности тела и индивидуальных особенностей организма человека. Таким образом, электромагнитные поля контролируют в двух диапазонах: от 5 Гц до 2 кГц, от 2 до 400 кГц. Измерения проводят на рабочих местах пользователей стационарных и портативных персональных компьютеров. Контролируют следующие параметры: напряженность электрического и магнитного поля, напряженность электростатического поля.

В соответствии с СанПиН 2.2.4.1191-03 нормы допустимых уровней напряженности электрических полей зависят от времени пребывания человека в контролируемой зоне. Время допустимого пребывания в рабочей зоне в часах составляет  $T = 50E - 2$ . Работа в условиях облучения электрическим полем с напряженностью (20 – 25) кВ/м продолжается не более 10 минут. При напряженности не выше 5 кВ/м присутствие людей в рабочей зоне разрешается в течение 8 часов [22].

Существуют следующие способы защиты от ЭМП на путях распространения:

- применение поглотителей мощности;
- увеличение расстояния от источника излучения;

- уменьшение времени пребывания в поле и под воздействием излучения;
- подъем излучателей и диаграмм направленности излучения;
- блокировочные излучения;
- экранирование излучений.

## **9.5 Экологическая безопасность**

Вследствие развития научно-технического прогресса, постоянно увеличивается возможность воздействия на окружающую среду, создаются предпосылки для возникновения экологических кризисов. Но наряду с этим появляются новые способы защиты от загрязнения, но данные технологии сложны и дороги.

Одна из самых серьезных проблем – потребление электроэнергии. С увеличением количества компьютерных систем, внедряемых в производственную сферу, увеличится и объем потребляемой ими электроэнергии, что влечет за собой увеличение мощностей электростанций и их количества. И то, и другое не обходится без нарушения экологической обстановки.

Рост энергопотребления приводит к экологическим нарушениям, таким как:

- изменение климата — накопление углекислого газа в атмосфере Земли (парниковый эффект);
- загрязнение воздушного бассейна другими вредными и ядовитыми веществами;
- загрязнение водного бассейна Земли;
- опасность аварий в ядерных реакторах, проблема обезвреживания и утилизации ядерных отходов;

Из этого можно сделать вывод, что необходимо стремиться к снижению энергопотребления, то есть разрабатывать и внедрять системы с малым энергопотреблением.

При работе автоматизированных систем с диспетчерским управлением, возможны такие производственные отходы как макулатура и неисправные детали персональных компьютеров.

Бумажные изделия должны передаваться в соответствующие организации для дальнейшей переработки во вторичные бумажные изделия.

Неисправные комплектующие персональных компьютеров должны передаваться либо государственным организациям, осуществляющим вывоз и уничтожение бытовых и производственных отходов, либо организациям, занимающимся переработкой отходов. Второй вариант предпочтительней, т.к. переработка отходов является перспективной технологией сохранения природных ресурсов.

Из этого можно сделать вывод, что технологии, которые внедряются в системы диспетчерского контроля технологических объектов, должны быть направлены на снижение энергопотребления, а оборудование, применяемое на технологических объектах, должно включать в себя как можно больше материалов, которые подразумевают возможность вторичной обработки.

## **9.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией для Северо-Комсомольского месторождения является пожар. Данная ЧС может произойти в случае замыкания электропроводки оборудования, обрыва проводов, аварии технологических агрегатов, а также не соблюдению мер пожаробезопасности и т.д. Основные организационные и технические требования по пожарной безопасности изложены в ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ [23].

Основными требованиями являются:

– выбор типа пожарных насосных агрегатов и количества рабочих агрегатов надлежит производить на основе возможности обеспечения их совместной работы, максимальных требуемых значений рабочих расхода и давления;

– в зависимости от требуемого расхода могут использоваться один или несколько основных рабочих насосных агрегатов. При любом количестве рабочих агрегатов в насосной установке должен быть предусмотрен один резервный насосный агрегат, который должен соответствовать рабочему агрегату с максимальным расходом и давлением подачи. Резервный насосный агрегат должен автоматически включаться при аварийном отключении или несрабатывании любого из основных насосных агрегатов;

– в насосных установках могут применяться открытые или защищенные электродвигатели, которые должны быть заземлены, а также иметь защиту от токов перегрузки и повышения температуры. Защита от токов перегрузки и повышения температуры должна предусматриваться только для основного рабочего пожарного насоса. Если в процессе тушения пожара происходит переключение с основного рабочего пожарного насоса на резервный из-за токовых и температурных перегрузок, то в этом случае защита от перегрузок резервного пожарного насоса не должна осуществляться;

– время выхода пожарных насосов (при автоматическом или ручном включении) на рабочий режим не должно превышать 10 мин.

Помещение оборудовано системой оповещения и сигнализации пожарной опасности. Для тушения пожаров на начальных стадиях широко применяются огнетушители. По виду используемого огнетушащего вещества огнетушители бывают, в основном, пенного, порошкового, углекислотного вида. В производственных помещениях месторождения применяются главным образом углекислотные огнетушители, достоинством которых является высокая эффективность тушения пожара, сохранность электронного оборудования, диэлектрические свойства углекислого газа, что позволяет

использовать эти огнетушители даже в том случае, когда не удастся обесточить электроустановку сразу.

Помещение оборудовано датчиками пожарной сигнализации, реагирующие на появление дыма. В рабочем помещении вывешены «Планы эвакуации людей при пожаре», регламентирующие действия персонала в случае возникновения очага возгорания и указывающий места расположения пожарной техники. В офисном помещении имеется порошковый огнетушитель типа ОУ-8. Средством оповещения сотрудников о пожаре служит пожарная сигнализация.

Для предупреждения возникновения пожара необходимо соблюдать следующие правила пожарной безопасности:

- исключение образования горючей среды (герметизация оборудования, контроль воздушной среды, рабочая и аварийная вентиляция);
- применение при строительстве и отделке зданий негорючих или трудно сгораемых материалов.

В случае возникновения таких ЧС как пожар, необходимо предпринять меры по эвакуации персонала из здания в соответствии с планом эвакуации. При отсутствии прямых угроз здоровью и жизни произвести попытку тушения, возникшего возгорания огнетушителем. В случае потери контроля над пожаром, необходимо эвакуироваться вслед за сотрудниками по плану эвакуации и ждать приезда специалистов. При возникновении пожара должна сработать система пожаротушения, издав предупредительные сигналы, и передав на пункт пожарной станции сигнал о ЧС. В случае если система не сработала по каким-либо причинам, необходимо самостоятельно произвести вызов пожарной службы по телефону 101, сообщить место возникновения ЧС и ожидать приезда специалистов [23].

Другой вид опасности, такой как выход из допустимых диапазонов технологических параметров, например, превышение давления в трубопроводе может привести к разрыву трубопровода и опасной ситуации

для здоровья и жизни персонала. В первую очередь, потому что разрыв трубопровода приведет к затоплению помещения, в котором находятся электроустановки. Кроме того, это может привести к разрушению конструкций здания. Во избежание данного типа опасностей и применяется рассмотренная в диссертации система противоаварийной защиты, которая отключает насосные агрегаты при недопустимом уровне безопасности системы, выдает сигналы оператору, а также сигналы сигнализации по всему помещению.

### **9.7 Вывод по разделу «Социальная ответственность»**

В ходе работы по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Их суть заключалась в анализе основных нормативных документов, регулирующих и регламентирующих производственную деятельность диспетчера на рассматриваемом объекте.

Был выполнен анализ вредных факторов проектируемого решения, таких как микроклимат, шум, освещение, электромагнитное и электростатическое излучение.

Особое место занимают экологическая безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях.

На предприятиях, где существует вероятность техноферных катастроф или гибели персонала, создаются целые отделы, занимающиеся техникой безопасности.

Инженеры по охране труда и промышленной безопасности следят за выполнением всех норм и регламентов безопасности. За несоблюдение данных регламентов грозят различного рода санкции вплоть до увольнения или уголовной ответственности работников предприятия.

Соблюдение норм и правил, описанных в данном разделе диссертации, поможет избежать случаев производственного травматизма, а также обеспечить здоровье персонала и сохранность окружающей среды.

## Заключение

Одним из вариантов решений проблемы с добычей трудноизвлекаемой нефти, является применение технологий интеллектуального месторождения. Благодаря наличию единой интегрированной модели всего цикла освоения актива, удается добиться увеличения коэффициента извлечения нефти.

При выполнении ВКР была разработана концепция цифрового Северо-Комсомольского месторождения. Разработаны требования к системе в целом, а так же к её составляющим. Обозначены функции каждой подсистемы, функционирующей в составе системы управления Северо-Комсомольским месторождением. Особое внимание было уделено подсистемам, функционирующим в рамках информационно-управляющего комплекса (ИУК).

Обозначена роль системы интегрированного моделирования, входящей в состав ИУК. Данная система является основой для рассмотрения сценариев «что, если?» в модуля АСОД, что позволяет выбрать наиболее благоприятный для месторождения план разработки актива. Наряду с этим, система интегрированного моделирования является основой предиктивного управления производством.

Разработана концепция коррекции моделей в рамках системы интегрированного моделирования. Предложенное решение включает в себя блок корректировки моделей, основанный на нейронной сети. Данный блок позволяет получить скорректированные под реальные условия эксплуатации показания моделей, разработанных на этапе проектирования.

На основе данных, полученных с модели и с реального производства, была обучена нейронная сеть, которая показала высокую точность прогноза реальных параметров даже при условии малого количества данных для обучения сети. В случае большего количества данных нейронная сеть способна обучиться более точно.

Основываясь на результатах проведенного эксперимента, можно сказать, что данный подход корректировки моделей применим на реальном производстве.

Рассмотрены возможные эффекты от применения цифровых интегрированных моделей. Возможные эффекты позволяют повысить энергоэффективность и экономичность производства в целом.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведён календарный план-график работ выполнения ВКР, рассчитана смета затрат на разработку темы проекта и оценка эффективности разработанной системы, согласно которой сделан вывод о превосходстве выполненной разработки над аналогами.

В разделе социальная ответственность проведён анализ на выявление опасных и вредных факторов рабочего места оператора, разработаны меры по снижению воздействия этих факторов на человека, разработаны требования по эргономике рабочего места.

## Список публикаций студента

1) Медведев А.С. Разработка адаптивного наблюдателя скорости для системы бездатчикового управления синхронным двигателем с постоянными магнитами // «Современная газотранспортная отрасль: Перспективы, проблемы, решения» : Материалы IX Научно - практической конференции молодых ученых и специалистов ООО «Газпром Трансгаз Томск. – Томск, 2019. – Том 1, С. 375-379.

## Список использованной литературы

- 1) Крянев Д.Ю., Жданов С.А. Научное обеспечение новых технологий разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Бурение и нефть. – 2012. – № 8. [Электронный ресурс]. URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-08/7>(дата обращения: 11.04.2019).
- 2) Элвин Барбер. Оптимизация добычи: от продуктивного пласта до пункта подготовки нефти и газа // Нефтегазовое обозрение. – 2008. – С. 22–37.
- 3) А.А.Березина. Целесообразность перехода к концепции интеллектуального месторождения в условиях современных проблем нефтегазодобывающего комплекса // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2015. – Выпуск №2. – С.42 – 46.
- 4) Judy Macsaud Murray. SMART fluids. // E&P Magazine. – September 2010. – С. 1–24.
- 5) Власов А.И., Андреев К.В., Поплыгин В.В. Потенциальные возможности создания интеллектуальных месторождений в Группе компаний «ЛУКОЙЛ»// Газовая промышленность. – 2014. – № 7. – С. 43–45.
- 6) Gul'demond E., Akda L., Andronov M., IT Governance and Organization in Smart Oil Fields, SPE 160557-RU, 2012.
- 7) С.Д. Шевченко, В.А. Навозов, Д.В. Миронов [и др.]. Оптимизация процессов управления добычей нефти при внедрении технологий «интеллектуального месторождения» на Самотлорском месторождении// SPE 161978. – 2012.
- 8) А.Р.Хабибуллин, Ю.А. Лобков, В.И. Диков. Интеллектуальное месторождение компании «Лукойл». //OilGas Conference. – НГН. –2015. – Выпуск №12. – С.27 – 29.
- 9) Ковалевский С.С., Шувалов В.Б. Использование интерфейса ODBC фирмы Microsoft для доступа к СУБД HYTECH. // НИЯУ МИФИ. – 2017. – Выпуск №10. – С.31-34.

10) Гайнанова Р.Ш., Широкова О.А. Создание клиент-серверных приложений. // Вестник технологического университета. – 2017. – Выпуск №10. – С.79-84.

11) OPC. Материал из Википедии, свободной энциклопедии. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/OPC>. Дата обращения: 02.05.2019.

12) Ракитин Д.А., Коцубинский В.П. Разработка OPC DA клиента. // Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники. – 2016. – Выпуск №12-2. – С.106-109.

13) Новосельцева С.С., Новосельцев И.И. Перспективы использования технологии информационных обменов OPC UA в сфере автоматизации объектов энергетики. // Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина. – 2015. – Выпуск №3. – С.404-406.

14) Хайкин С. Нейронные сети: полный курс, 2-е издание. : Пер. с англ. – М. : Издательский дом «Вильямс», 2006. 1104с.

15) Кохонен Т. Толковый словарь «нейронных» терминов // Самоорганизующиеся карты. – М. : БИНОМ. Лаборатория знаний, 2013. – С. 532.

16) Хайкин С. Преимущества и ограничения обучения методом обратного распространения // Нейронные сети. – М. : Вильямс, 2006. – С. 304–314.

17) ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

18) СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

19) СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. М.: Минздрав России, 2003.

20) СП 52.13330.2011 Свод правил. Естественное и искусственное освещение.

21) СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.

22) СанПиН 2.2.2/2.4. 1191-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.

23) ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

24) ГОСТ 12.2.032-78. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

25) Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197–ФЗ.

**Приложение А**  
**(Обязательное)**  
Схема взаимодействия модулей ИУК



**Приложение Б**  
**(Обязательное)**  
Схема информационной структуры



**Приложение В**  
**(Обязательное)**  
Схема комплекса технических средств



**Приложение Г**  
**(Обязательное)**  
Схема функциональной структуры



## Приложение Д

(обязательное)

### Исходные данные для обучения нейронной сети

Таблица Д.1 – Исходные данные для обучения нейронной сети, выход нейронной сети на обучающей выборке

Давление на входе компрессора, Па (А)	Температура на входе компрессора, °С (А)	Частота вращения ротора, об/мин	Давление на выходе компрессора, Па (М)	Температура на выходе компрессора, °С (М)	Давление на выходе компрессора, Па (Р)	Температура на выходе компрессора, °С (Р)	Выход нейронной сети по давлению, Па	Ошибка по давлению, Па	Выход нейронной сети по температуре, °С	Ошибка по температуре, °С
2940,0	0,0	5740,0	3100,0	5,0	2945	5,25	2961,836	-16,836	6,792046	-1,54205
2950,0	0,2	5740,0	3170,0	6,8	3011,5	7,14	3000,216	11,284	7,741838	-0,60184
2950,0	0,7	5740,0	3220,0	7,9	3059	8,295	3035,595	23,405	8,67311	-0,37811
2950,0	1,4	5740,0	3296,0	9,4	3131,2	9,87	3114,359	16,841	10,98659	-1,11659
2950,0	2,5	5740,0	3310,0	11,2	3144,5	11,76	3157,238	-12,738	12,71739	-0,95739
2960,0	3,5	5740,0	3360,0	13,2	3259,2	13,596	3233,631	25,569	15,33247	-1,73647
2960,0	4,5	5740,0	3380,0	14,5	3278,6	14,935	3257,492	21,108	16,25008	-1,31508
2960,0	4,9	5740,0	3390,0	15,0	3288,3	15,45	3266,609	21,691	16,59517	-1,14517
2950,0	5,3	5740,0	3390,0	15,7	3288,3	16,171	3268,754	19,546	16,65989	-0,48889
2950,0	5,5	5740,0	3390,0	15,9	3220,5	16,695	3270,078	-49,578	16,76675	-0,07175
2950,0	5,9	5740,0	3410,0	16,8	3239,5	17,64	3286,762	-47,262	17,37216	0,26784
2950,0	5,9	5740,0	3420,0	17,1	3249	17,955	3293,8	-44,8	17,58685	0,36815
2950,0	5,7	5740,0	3430,0	17,5	3258,5	18,375	3301,936	-43,436	17,8359	0,5391
2920,0	5,2	6560,0	3120,0	13,4	2964	14,07	3000,285	-36,285	12,37819	1,69181
2920,0	7,2	6560,0	3190,0	16,1	3030,5	16,905	3094,173	-63,673	16,29668	0,60832
2920,0	7,6	6560,0	3190,0	16,6	3030,5	17,43	3100,056	-69,556	16,74163	0,68837

Продолжение таблицы Д.1 – Исходные данные для обучения нейронной сети, выход нейронной сети на обучающей выборке

Давление на входе компрессора, Па (А)	Температура на входе компрессора, °С (А)	Частота вращения ротора, об/мин	Давление на выходе компрессора, Па (М)	Температура на выходе компрессора, °С (М)	Давление на выходе компрессора, Па (Р)	Температура на выходе компрессора, °С (Р)	Выход нейронной сети по давлению, Па	Ошибка по давлению, Па	Выход нейронной сети по температуре, °С	Ошибка по температуре, °С
2930,0	8,1	6560,0	3270,0	17,4	3106,5	18,27	3169,325	-62,825	18,49446	-0,22446
2930,0	8,3	6560,0	3295,0	17,9	3130,25	18,795	3188,208	-57,958	18,89638	-0,10138
2930,0	8,5	6560,0	3290,0	18,4	3125,5	19,32	3189,427	-63,927	19,1367	0,1833
2940,0	9,1	6560,0	3380,0	19,8	3278,6	20,394	3254,532	24,068	20,31612	0,07788
2940,0	9,3	6560,0	3440,0	20,7	3336,8	21,321	3301,004	35,796	20,81717	0,50383
2940,0	9,3	6560,0	3500,0	21,1	3395	21,733	3335,905	59,095	21,2536	0,4794
2940,0	9,4	6560,0	3500,0	22,3	3395	22,969	3347,116	47,884	21,92018	1,04882
2940,0	9,6	6560,0	3500,0	22,7	3395	23,381	3350,102	44,898	22,16411	1,21689
2940,0	9,6	6560,0	3500,0	22,9	3395	23,587	3352,064	42,936	22,27948	1,30752
2940,0	9,9	6560,0	3500,0	23,0	3325	24,15	3351,7	-26,7	22,36582	1,78418
2940,0	10,0	6560,0	3530,0	23,6	3353,5	24,78	3370,751	-17,251	22,92482	1,85518
2940,0	9,9	6560,0	3530,0	23,7	3353,5	24,885	3372,106	-18,606	22,97691	1,90809
2950,0	9,8	6560,0	3540,0	24,0	3363	25,2	3380,46	-17,46	23,38495	1,81505
2950,0	9,8	6560,0	3580,0	24,0	3401	25,2	3398,084	2,916	23,67449	1,52551
2920,0	11,8	7380,0	3220,0	22,5	3059	23,625	3132,348	-73,348	23,19732	0,42768
2920,0	12,7	7380,0	3210,0	23,5	3049,5	24,675	3130,199	-80,699	24,00892	0,66608
2920,0	14,3	7380,0	3330,0	25,7	3163,5	26,985	3185,405	-21,905	25,96789	1,01711
2930,0	15,5	7380,0	3340,0	27,3	3173	28,665	3198,502	-25,502	27,70898	0,95602
2940,0	18,2	7380,0	3570,0	32,5	3462,9	33,475	3415,279	47,621	34,75577	-1,28077
2940,0	18,6	7380,0	3560,0	33,3	3453,2	34,299	3407,993	45,207	35,5912	-1,2922
2940,0	19,8	7380,0	3620,0	35,1	3511,4	36,153	3486,118	25,282	37,83131	-1,67831

Продолжение таблицы Д.1 – Исходные данные для обучения нейронной сети, выход нейронной сети на обучающей выборке

Давление на входе компрессора, Па (А)	Температура на входе компрессора, °С (А)	Частота вращения ротора, об/мин	Давление на выходе компрессора, Па (М)	Температура на выходе компрессора, °С (М)	Давление на выходе компрессора, Па (Р)	Температура на выходе компрессора, °С (Р)	Выход нейронной сети по давлению, Па	Ошибка по давлению, Па	Выход нейронной сети по температуре, °С	Ошибка по температуре, °С
2940,0	20,2	7380,0	3640,0	36,1	3530,8	37,183	3513,447	17,353	38,64116	-1,45816
2950,0	22,1	7380,0	3670,0	39,1	3559,9	40,273	3544,822	15,078	41,62461	-1,35161
2950,0	22,5	7380,0	3660,0	39,7	3550,2	40,891	3535,613	14,587	42,36627	-1,47527
3060,0	10,5	7380,0	3420,0	21,2	3249	22,26	3258,492	-9,492	24,13167	-1,87167
3070,0	12,2	7380,0	3530,0	24,7	3353,5	25,935	3339,02	14,48	26,73924	-0,80424
3080,0	15,2	7380,0	3790,0	30,7	3600,5	32,235	3593,563	6,937	33,98318	-1,74818
3090,0	22,0	7380,0	3860,0	39,6	3667	41,58	3702,876	-35,876	40,53001	1,04999
3090,0	25,4	7380,0	3876,0	43,6	3682,2	45,78	3724,668	-42,468	44,46206	1,31794
2910,0	11,0	8200,0	3460,0	25,1	3287	26,355	3260,023	26,977	25,76989	0,58511
2910,0	15,5	8200,0	3580,0	32,5	3401	34,125	3404,73	-3,73	33,04302	1,08198
2910,0	17,3	8200,0	3600,0	34,1	3420	35,805	3411,691	8,309	35,06559	0,73941
2910,0	19,1	8200,0	3600,0	36,3	3420	38,115	3416,836	3,164	37,84401	0,27099
2920,0	29,7	8200,0	3570,0	46,6	3391,5	48,93	3448,618	-57,118	50,60955	-1,67955
2910,0	12,0	8200,0	3440,0	29,4	3336,8	30,282	3288,831	47,969	28,73999	1,54201
2910,0	13,4	8200,0	3510,0	29,4	3404,7	30,282	3325,195	79,505	29,58151	0,70049
2910,0	16,3	8200,0	3590,0	33,5	3482,3	34,505	3413,946	68,354	34,08405	0,42095
2920,0	18,6	8200,0	3630,0	35,5	3521,1	36,565	3443,125	77,975	37,01408	-0,44908
2292,0	19,6	8200,0	3680,0	36,8	3569,6	37,904	3511,068	58,532	38,58458	-0,68058
2930,0	22,9	8200,0	4280,0	42,8	4151,6	44,084	4224,644	-73,044	45,92625	-1,84225
2930,0	23,8	8200,0	4480,0	44,8	4345,6	46,144	4265,662	79,938	46,79972	-0,65572

Продолжение таблицы Д.1 – Исходные данные для обучения нейронной сети, выход нейронной сети на обучающей выборке

Давление на входе компрессора, Па (А)	Температура на входе компрессора, °С (А)	Частота вращения ротора, об/мин	Давление на выходе компрессора, Па (М)	Температура на выходе компрессора, °С (М)	Давление на выходе компрессора, Па (Р)	Температура на выходе компрессора, °С (Р)	Выход нейронной сети по давлению, Па	Ошибка по давлению, Па	Выход нейронной сети по температуре, °С	Ошибка по температуре, °С
2940,0	27,1	8200,0	3850,0	48,3	3734,5	49,6975	3677,552	56,948	50,26012	-0,56262
2940,0	27,9	8200,0	3840,0	49,2	3648	51,66	3665,284	-17,284	51,37378	0,28622
2940,0	29,9	8200,0	3850,0	51,2	3657,5	53,76	3663,111	-5,611	53,97616	-0,21616
2940,0	32,7	8200,0	3840,0	54,4	3648	57,12	3666,987	-18,987	57,60782	-0,48782
2940,0	34,6	8200,0	3840,0	56,4	3648	59,22	3666,987	-18,987	59,67842	-0,45842
2940,0	38,5	8200,0	3830,0	60,3	3638,5	63,315	3705,816	-67,316	61,88694	1,42806
2910,0	13,5	8610,0	3660,0	31,6	3477	33,18	3485,078	-8,078	32,84079	0,33921
2910,0	14,5	8610,0	3660,0	33,2	3477	34,86	3488,102	-11,102	33,76721	1,09279
2920,0	18,2	8610,0	3840,0	38,8	3648	40,74	3698,717	-50,717	39,75203	0,98797
2920,0	19,2	8610,0	3860,0	40,6	3744,2	41,818	3733,222	10,978	41,30552	0,51248
2930,0	23,9	8610,0	3930,0	46,0	3812,1	47,38	3793,052	19,048	46,25158	1,12842
2940,0	29,4	8610,0	3940,0	52,3	3821,8	53,869	3743,371	78,429	53,5399	0,3291
2940,0	30,2	8610,0	3930,0	53,4	3812,1	55,002	3732,235	79,865	54,96899	0,03301
2940,0	35,2	8610,0	3933,0	59,0	3736,35	61,95	3780,817	-44,467	62,68075	-0,73075
2940,0	35,8	8610,0	3933,0	59,5	3736,35	62,475	3781,841	-45,491	62,98748	-0,51248
2940,0	37,7	8610,0	3930,0	61,6	3733,5	64,68	3784,878	-51,378	63,79286	0,88714
2940,0	38,8	8610,0	3926,0	62,7	3729,7	65,835	3783,675	-53,975	64,05005	1,78495

**Приложение Е**  
(обязательное)  
Результаты обучения нейронной сети

Таблица Е.1 – Результаты работы нейронной сети на тестовой выборке

Давление на входе компрессора, Па (А)	Температура на входе компрессора, °С (А)	Частота вращения ротора, об/мин	Давление на выходе компрессора, Па (М)	Температура на выходе компрессора, °С (М)	Давление на выходе компрессора, Па (Р)	Температура на выходе компрессора, °С (Р)	Выход нейронной сети по давлению, Па	Выход нейронной сети по температуре, °С	Ошибка по давлению, Па	Ошибка по температуре, °С
2950	3	5740	3310	11	3144,5	11,76	3157,238	12,71739	-12,738	-0,95739
2960	3	5740	3360	13	3259,2	12,978	3226,8	14,96934	32,4	-1,99134
2950	6	5740	3400	16	3230	17,01	3277,549	16,99636	-47,549	0,01364
2950	6	5740	3410	17	3239,5	17,64	3286,762	17,37216	-47,262	0,26784
2920	4	6560	3120	12	2964	12,81	2987,407	11,37423	-23,407	1,43577
2930	9	6560	3370	20	3268,9	20,085	3243,573	19,93895	25,327	0,14605
2940	9	6560	3500	22	3395	22,66	3344,199	21,75254	50,801	0,90746
2950	10	6560	3540	24	3363	25,305	3381,453	23,44928	-18,453	1,85572
2930	16	7380	3440	29	3268	30,87	3265,427	29,92047	2,573	0,94953
2940	18	7380	3570	33	3462,9	33,475	3415,279	34,75577	47,621	-1,28077
2940	21	7380	3640	37	3530,8	38,213	3514,267	39,63806	16,533	-1,42506
3090	22	7380	3860	40	3667	41,58	3702,876	40,53001	-35,876	1,04999
2910	13	8200	3460	28	3287	28,875	3265,546	27,85926	21,454	1,01574
2910	15	8200	3590	32	3482,3	32,96	3409,665	32,7652	72,635	0,1948
2930	23	8200	4280	43	4151,6	44,084	4224,644	45,92625	-73,044	-1,84225

Продолжение таблицы Е.1 – Результаты работы нейронной сети на тестовой выборке

Давление на входе компрессора, Па (А)	Температура на входе компрессора, °С (А)	Частота вращения ротора, об/мин	Давление на выходе компрессора, Па (М)	Температура на выходе компрессора, °С (М)	Давление на выходе компрессора, Па (Р)	Температура на выходе компрессора, °С (Р)	Выход нейронной сети по давлению, Па	Выход нейронной сети по температуре, °С	Ошибка по давлению, Па	Ошибка по температуре, °С
2940	31	8200	3840	52	3648	54,6	3655,459	55,07768	-7,459	-0,47768
2910	13	8610	3660	32	3477	33,18	3485,078	32,84079	-8,078	0,33921
2930	25	8610	3930	47	3812,1	48,307	3791,564	46,9883	20,536	1,3187
2940	30	8610	3930	53	3812,1	55,002	3732,235	54,96899	79,865	0,03301
2940	38	8610	3930	62	3733,5	64,68	3784,878	63,79286	-51,378	0,88714

## Приложение Ж (обязательное)

Показания нейронной сети на обучающей и тестовой выборках

Сравнение показаний нейронной сети по давлению на выходе компрессора (обучение)

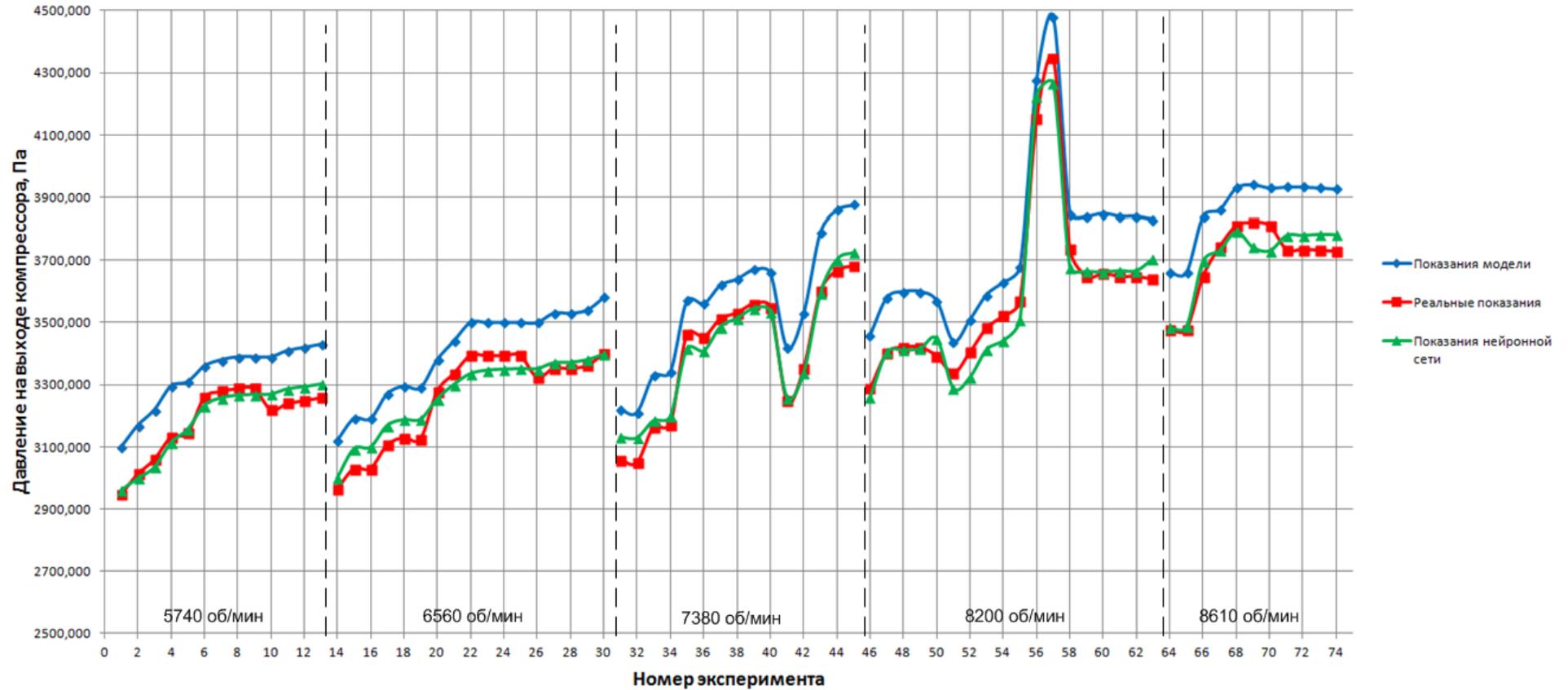


Рисунок Ж.1 – Показания модели, реальные показания и показания нейронной сети по давлению на обучающей выборке

### Сравнение показаний нейронной сети по температуре на выходе компрессора (обучение)

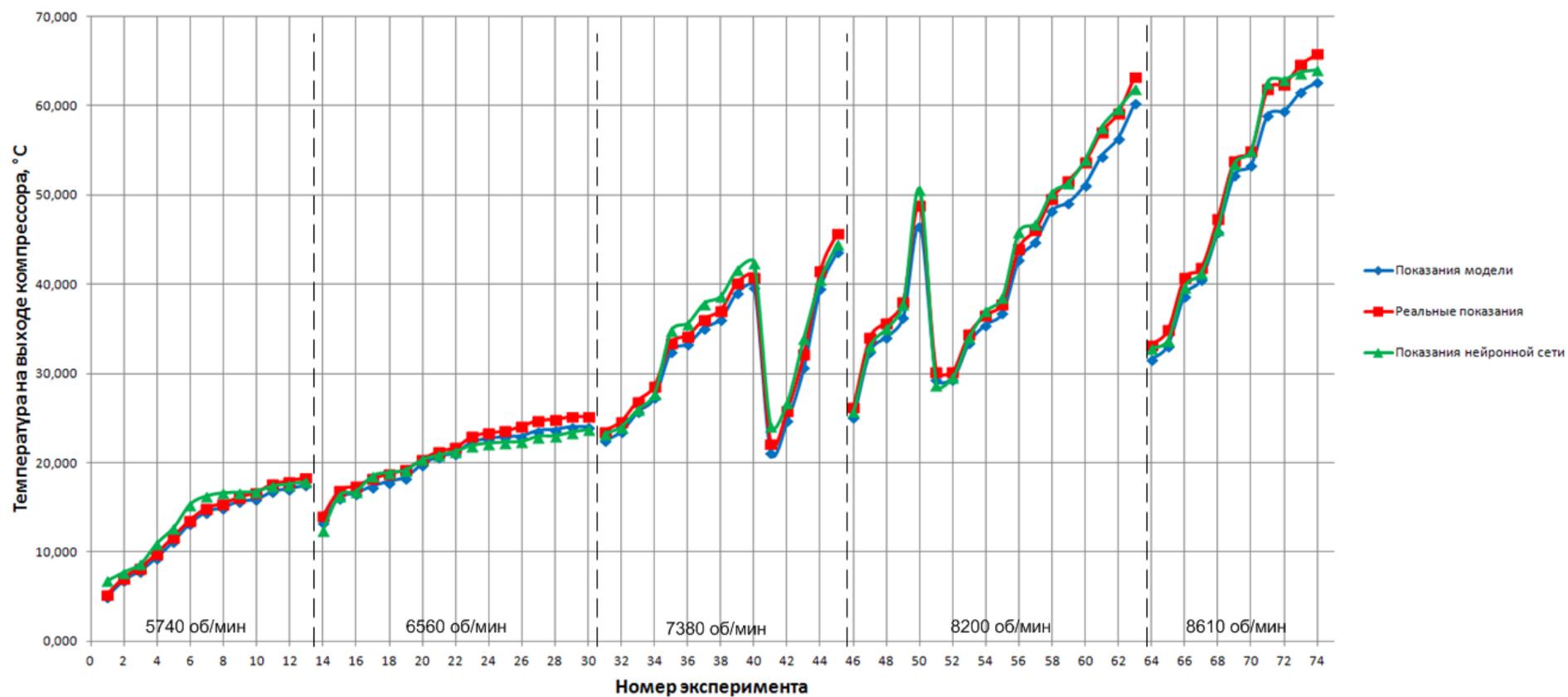


Рисунок Ж.2 – Показания модели, реальные показания и показания нейронной сети по температуре на обучающей выборке

Сравнение показаний нейронной сети по давлению на выходе компрессора (тест)

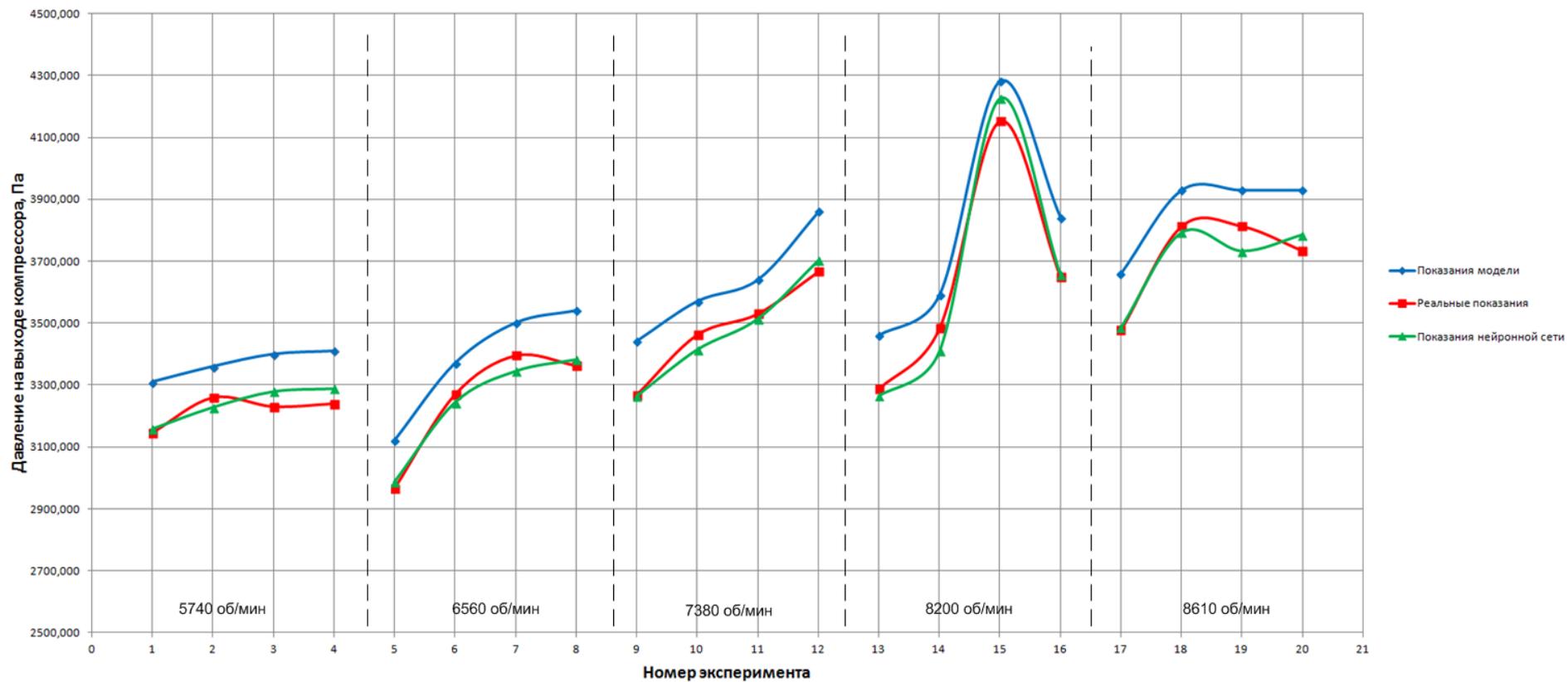


Рисунок Ж.3 – Показания модели, реальные показания и показания нейронной сети по давлению на тестовой выборке

Сравнение показаний нейронной сети по температуре на выходе компрессора (тест)

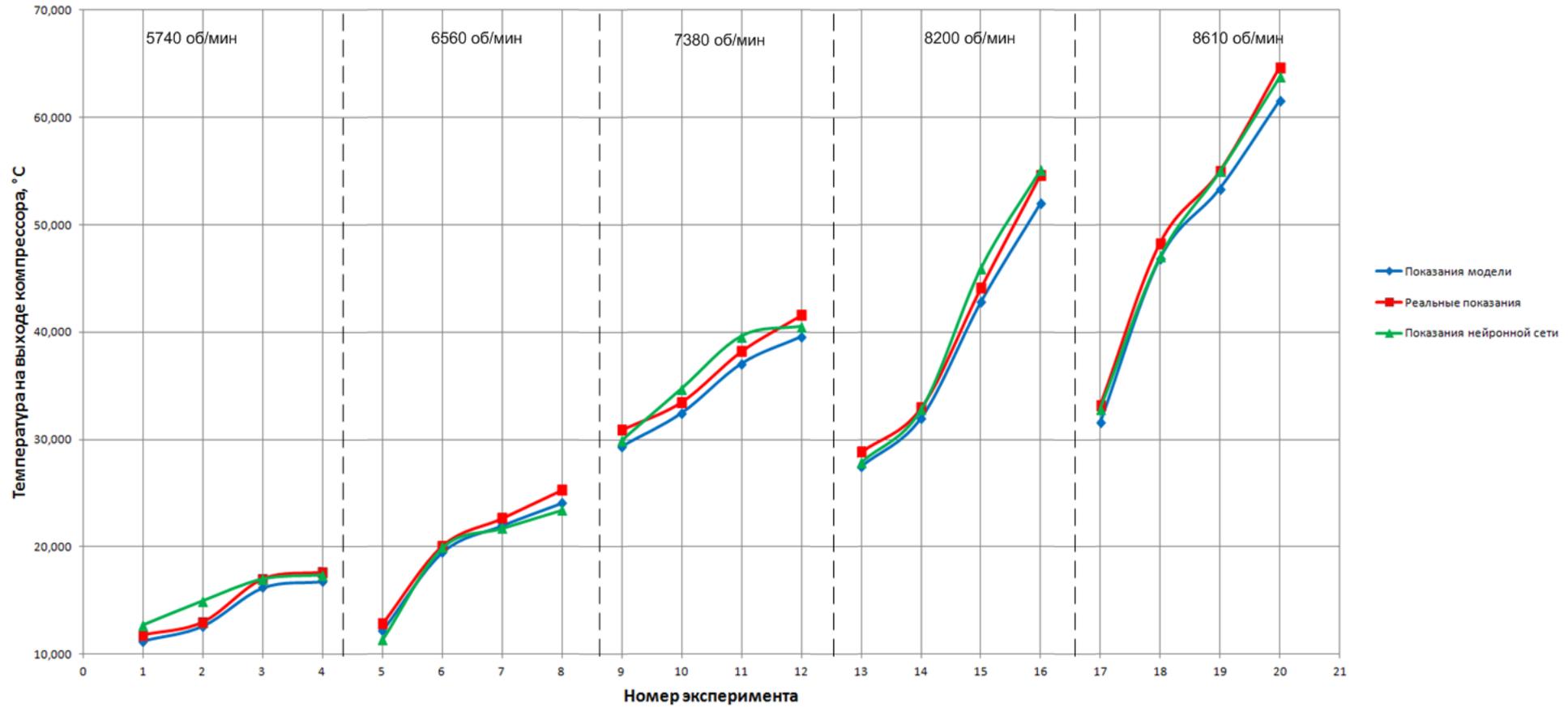


Рисунок Ж.4 – Показания модели, реальные показания и показания нейронной сети по температуре на тестовой выборке

**Приложение 3**  
(обязательное)  
Features of the integrated modeling system design by example  
"Digital" Severo-Komsomolsk field

Раздел 1 Текущая ситуация  
**Current situation**

Раздел 2 Назначение системы. Требования к системе  
**Purpose of the system. System requirements**

Раздел 3 Коррекция моделей в СИМ  
**Correction of models in ISS**

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ71	Медведев Александр Сергеевич		

Консультант отделения автоматизации и робототехники:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Пушкарёв Максим Иванович	К.Т.Н.		

Консультант – лингвист кафедры ОИЯ ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОИЯ ШБИП	Пичугова Инна Леонидовна	-		

## **1 Current situation**

### **1.1 Introduction**

Over the past decade, there have been significant changes in process control systems. These changes are due to the emergence of the possibility of monitoring and analyzing production processes in real time, as well as due to the development of technology that allows for calculations of increased complexity, in a relatively short time.

In modern realities in the conditions of fluctuating prices for hydrocarbons, an increase in the cost of developing oil and gas fields is observed. This fact forces oil and gas companies to introduce technologies that reduce the cost of production.

Computational technologies in the oil and gas industry have begun their development since 1980. By the beginning of the 20th century, they had become a complex of separate programs that made it possible to separately simulate a formation, pipeline networks and a training system. It was the era of digital deposits. The direction of development in this period had a direction from simple to complex: from measuring and recording testimony, to solving problems on the scale of deposits.

The main factor in ensuring a breakthrough in the search for optimal solutions for field management is the acceleration of data processing.

The digital field has been replaced by an intellectual field. The technologies used in the fields of this type, allow for the automation of data collection, filtering, storage and processing. After obtaining the necessary data, it is possible to describe the physical processes occurring in the system, thus it is possible to predict hydrocarbon production and visualize the significant parameters of the technological process for making important management decisions.

In order to maintain the level of production and obtain the maximum potential of existing fields, it is necessary to introduce new technologies. Multi-stage computer modeling of deposits is being implemented with the construction of seismic, geological and hydrodynamic models of the field using 3D interpretation algorithms, modeling and simulation of multiphase flows.

The main difference between an intellectual field and a digital one is the presence of an integrated field model (IFM). It is an integrated model of the field that allows tying together all stages of the development of a field asset. Thanks to the algorithms for updating the equipment and reservoir models, it became possible to predict production volumes, find bottlenecks in production, reduce equipment downtime, reduce time for maintenance and repair, thus expanding business planning opportunities.

## 1.2 Problems

The development and condition of the oil and gas complex significantly affects both the economy of Russia as a whole and the welfare of each citizen separately. Along with the fact that the importance and importance of the sustainable development of the oil and gas complex is very important, there are a large number of problems that may adversely affect the economy of the country.

There are several significant problems of the oil and gas industry in Russia;

1) **Hard-to-recover oil reserves.** These reserves include fields characterized by the complexity of oil production, due to the physical properties of oil or other reasons.

“According to the estimates, about 20 million tons per year is extracted, which is only 0.2% of the total volume of hard-to-recover oil in Russia. Whereas in the structure of total reserves, the share of tight oil is 60% ”[1]. The growth graph of the percentage of tightly recoverable oil is shown in Figure 1.

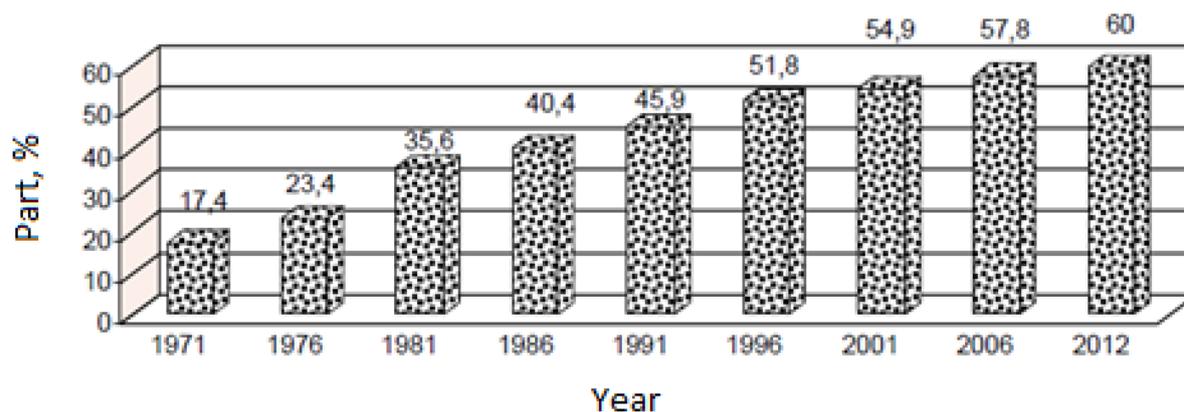


Figure 1 - Dynamics of the share of hard to recover reserves in Russia

The reason for not developing hard-to-recover oil reserves in Russia is the high cost of production, which, as a rule, exceeds the cost of traditional oil (2 - 2.5) times.

2) Low oil recovery factor (ORF). In Russia, there has been a steady decline in ORR over several decades. At the moment, it is about 0.35. Along with this, in foreign countries the ORF is maintained at a rate of (0.4 - 0.46) under conditions of a significantly worse stock structure. This is due to the fact that in a number of foreign countries a lot of money is spent on the development of petroleum science, as well as on software tools designed for the design of fields.

These problems lead to an increase in the cost of oil, because easily recoverable oil reserves are gradually drying up. One of the reasons for the sharp decline in reserves of easily recoverable oil is the greed of oil-producing companies, who purposefully pursued the maximization of production without worrying about the stable operation of the field throughout the entire period of its development.

The solution to correct this situation is to apply the concept of an intellectual field. This technology will increase oil recovery, and, more importantly, develop the field steadily throughout its life.

Intellectual fields (smart fields) is a system for operational management of production tasks in the oil and gas field, including a set of business processes aimed at optimizing production and reducing financial losses by timely identification of problems and rapid decision making by multidisciplinary groups based on real-time data [2].

In order to stimulate oil and gas companies to invest money in the development of hard-to-recover oil reserves, in June 2013 The President signed a law on the differentiation of the tax on minerals extracted from hard-to-recover reserves. This in turn will lead to the investment of money in the development of the concept of an intellectual field, with all the ensuing consequences.

### **1.3 Analytical review of main sources**

According to the data presented in [3], there are a number of problems in the oil and gas complex in Russia. The main problems are the growth of hard-to-recover oil reserves and a low ORF. The analysis of the situation in the oil and gas complex of foreign countries was carried out, from which it follows that in Russia there is insufficient funding for scientific research in the direction of the development of the concept of an intellectual field.

The application of projects of intellectual fields is a profitable solution for the oil and gas complex of Russia, not only in economic terms, but also in technical terms. The introduction of the concept will allow maintaining competitiveness and high profits of the oil and gas industry in the market, which will have a positive effect on the economy of the whole country.

In [4], the main trends for the early development of the concept of intellectual fields are identified:

1) in the field of development of fields with heavy and viscous oils, it is necessary to introduce new intellectual methods and technologies in order to increase oil recovery;

2) transition to automated control systems (ACS), thereby expanding the boundaries of the application of projects of the intellectual field;

3) work with the supporting universities of the country in order to create technologies and methods for a more rational and cost-effective way of developing deposits;

4) benefits for projects of intellectual fields, which are focused on the extraction of hard-to-recover oil reserves, including projects of fields located on the Arctic shelf.

There are several definitions of intellectual and digital deposits, found in literary sources. In the source [5], the concept of an intellectual field is given as: “a dynamic system of interconnected technologies and business processes that increase the economic efficiency of all elements of the production and management of an oil and gas asset [5]”. In the source [6], the concept of a digital field is given as: “software, including a set of applications that allow you to describe the behavior of a field on a computer [6]”. In the source [7], the concept of an intellectual field is given as: “the formation of the added value of an oil and gas asset by creating a cycle of data collection, modeling, decision making and their execution [7]”.

As you can see, there is no exact definition of terms for a digital and intellectual field; each design organization puts a different meaning into these concepts. As part of this work, the term “intellectual field” should be understood as a system of operational management of an oil and gas field and a processing system, which includes a sufficient number of business processes aimed at optimizing production and reducing financial costs and losses by making timely decisions by the core groups involved in the production , processing and transportation of oil and gas, based on data obtained and processed in real time.

The source [8] outlines the basic idea and concept of integrated modeling. The use of an integrated model instead of several models of individual stages of extraction and processing allows not only to obtain a more accurate assessment of indicators by taking into account the interference, but also significantly improves the interaction of functional units through the emergence of a predictive service system (STR). In this paper, the main models that are part of an integrated model are highlighted. These are:

- 1) field Model;
- 2) well model;
- 3) collection system and RPM model;
- 4) preparation system model;

- 5) model of the delivery system;
- 6) economic model.

These models are involved in a closed loop simulation of the production process, presented in Figure 2.

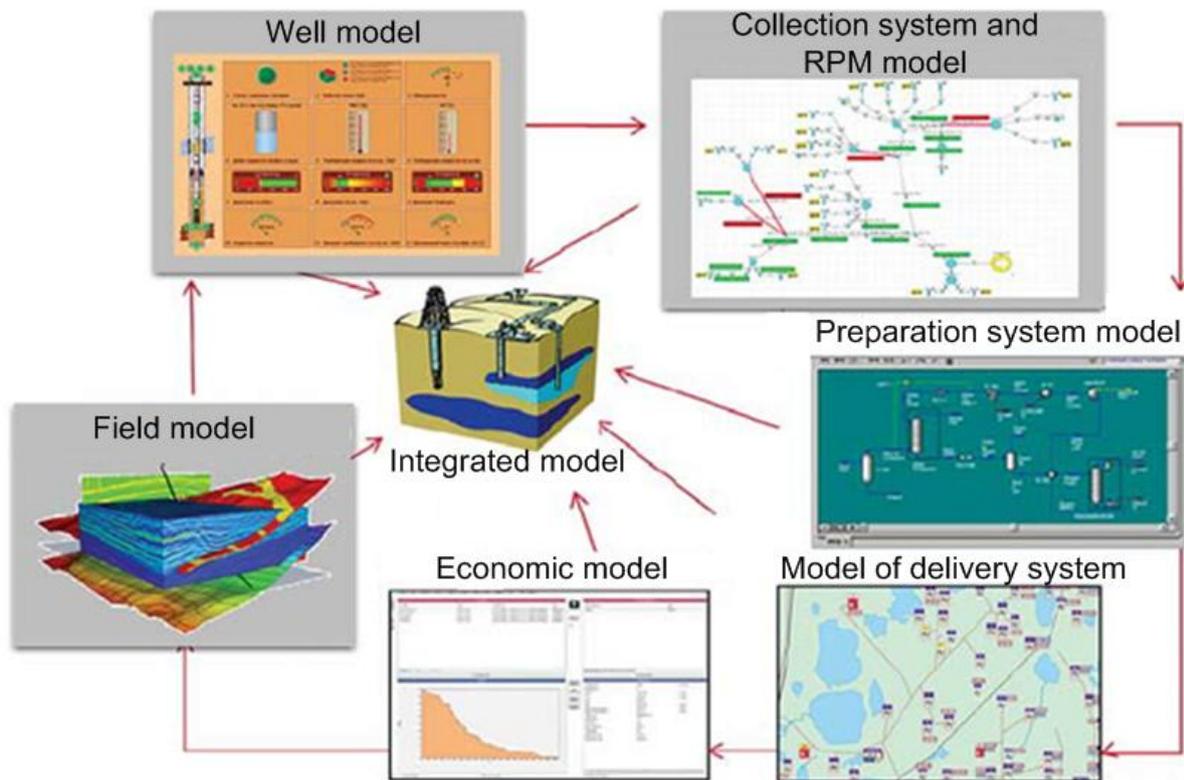


Figure 2 - Integrated Model

At the same time, the source [8] says that with the introduction of new technologies, the attitude to the data falling into the integrated modeling systems should be much more serious. The process of collecting and processing information, regulatory and regulatory documents will need to be reviewed. "Only high-quality, consistent data coming from several sources can be used in calculations [8]."

The source [8] indicated that the introduction of integrated modeling technologies allow to receive benefits already during the first few years after implementation. For example, at the Karakaduk field for 3 years after the introduction of the integrated model, additional 43 thousand tons of oil were produced, which made it possible to obtain an economic effect of \$ 8.2 million. These figures are impressive,

which indicates the absolute profitability of investing money in the development of the concept of an intellectual field.

## **2 Purpose of the system. System requirements**

### **2.1 Purpose and objectives of the system**

Information and Control Complex (ICC) – a complex of hardware and software for automatic control of oil and gas production operations, an integrated information environment that is an automated decision support system for the production control process, aimed at optimizing production and achieving key performance indicators, through continuous monitoring, automatic analysis of the dynamics of process indicators and the interaction of indicators on all nodes of the technological process as a whole, based on interrelated sets of digital asset models (reservoir, well, oil gathering, oil preparation, economics, etc.).

The concept of an intellectual field is aimed at developing the following automated processes that ultimately have to improve the economy of an enterprise:

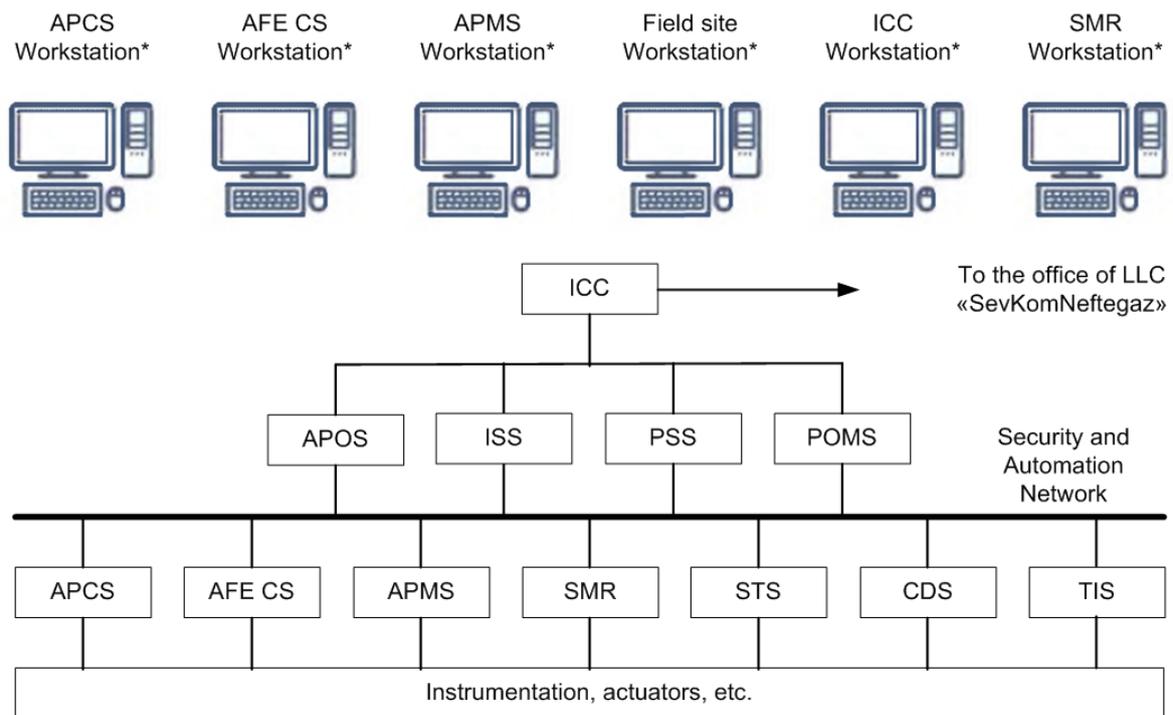
- automatic collection and analysis of information;
- predictive analytics;
- identification and analysis of deviations;
- planning operations;
- monitoring the implementation of plans;
- remote control - robotization;
- optimization of production at all stages;
- management of the economy of the enterprise.

The Information and Control Complex should include the following main systems:

- 1) automated production optimization system (APOS) combined with a decision support system in mechanized production processes;
- 2) integrated Simulation System (ISS);

- 3) predictive Service System (PSS);
- 4) production Operations Management System (POMS);
- 5) a set of automated production systems ICC:
  - automated process control system (APCS);
  - automated fire extinguishing control system (AFE CS);
  - automated Power Management System (APMS);
- 6) system maintenance and repairs (SMR);
- 7) the system of television surveillance (STS);
- 8) dispatch Control System (CDS);
- 9) technological information systems (TIS);

Structural diagram of ICC presented in figure 3.



\* - The composition and number of automated workplaces are shown conditionally and are specified at the stage of working documentation.

Figure 3 – Structural diagram of ICC

The purpose and purpose of creating an automated process control system is:

- automation of the process and the possibility of automatic and remote control of the technological processes of the object;
- visualization of technological processes;
- archiving of events and values of parameters of technological processes;

- improving the reliability and safety of the process;
- transfer of information to a higher information system;
- Technological incidents are stopped by signaling abnormalities or putting processes into a safe state.

The purpose of the AFE CS is:

- alert and manage evacuation of personnel and equipment;
- automation of the tasks of early detection and extinguishing of fires;
- visualization of processes involved in fire fighting;
- archiving of events and parameter values related to the purpose of the system.

The purpose of APMS is:

- automation of energy and heat supply processes;
- technological and commercial accounting of energy supply operations;
- visualization of energy and heat supply processes;
- archiving of events and values of parameters of energy and heat supply processes.

The purpose of SMR is:

- automation of the processes of planning, organizing and monitoring the performance of SMR equipment operations;
- mobile staff management, control and optimization of their movements in order to reduce costs and ensure security;
- archiving of events related to the organization of the SMR process.

The purpose of the system of APOS, ISS, PSS and POMS systems is to optimize the process of field operation based on the specified values of key indicators.

The purpose of STS is the organization of video monitoring of production activities at areal facilities, cluster sites, warehousing sites, support bases and administrative – household complex of the craft.

The purpose of the CDS is to provide the service with the necessary means for local and remote interaction with other systems, personnel and vehicles.

The purpose of the TIS is to integrate the information structure of the facility with the unified information corporate structure of the oil and gas assets of PJSC «OC «Rosneft».

## **2.4 Requirements for the system**

### **2.4.1 System Requirements for Process Control Systems**

The structure of automated technological systems for the process control system should consist of the following subsystems:

- control system;
- Emergency Protection System (EPS)

The structures and functions of these subsystems must comply with Section VI of the Federal rules and regulations in the field of industrial safety “General rules of explosion safety for explosive chemical, petrochemical and oil refining industries”, approved by order of ROSTEKHNADZOR dated 11.03.2013№96.

Automated technological systems of IAA should be built on a hierarchical principle and in accordance with it they should consist of the following levels:

- zero (data input / output);
- first (automatic control);
- second (operator (dispatch) control).

Means of the zero level of automated systems should be presented:

- 1) for process control systems (APS):
  - local indicating devices measuring process parameters;
  - primary means of measuring the parameters of technological processes;
  - executive bodies involved in the management of technological processes;
  - local process control equipment;
- 2) for AFE CS:
  - fire detectors, alarms;

- executive bodies involved in fire fighting;
- 3) for APMS:
- digital electricity meters;
  - water and heat energy meters;
  - executive bodies involved in energy management.

Means of the first level of automated systems must be represented by PLCs intended for receiving data from the zero level, executing specified automatic control algorithms in real time, transmitting data to the second level for decision-making by operators (dispatchers), generating control commands for the executive bodies.

The means of the second (dispatching (operator) control) level of automated systems should be presented:

- 1) industrial servers designed for:
  - data exchange with the first level and with related information systems;
  - organization of data exchange between other components of the second level of automated systems;
  - storing the process history in real-time databases;
- 2) means of HMI designed for visualization of processes and interaction with operators (dispatchers);
- 3) tools for developing screen forms and administering the DBMS;
- 4) tools for developing application software and centralized remote configuration of PLCs which make up the first level.

Each of the systems:

- control system APCS;
- EPS APCS;
- AFE CS;
- APMS.

For each key technology site:

- central collection point (CCP);

- booster compressor station (BCS) with gas treatment unit (GTU);

And nearby objects should be represented by a separate independent Software and hardware complex (SHC), having their own means of zero, first and second levels. The components of the first and second levels of each such independent SHC should be combined into local area networks based on Ethernet Group Standards (IEEE 802.3) with a bandwidth of at least 100 Mbit / s. For data exchange over the specified networks, subject-oriented industrial protocols with support for real-time applications and compatible with the applied software for the development of application software and remote configuration of the PLC should be used.

For each production facility (cluster sites), reservoir pressure maintenance (RPM) and oil and gas gathering networks (pipeline), automated systems should be presented as independent PTC having their own zero and first-level means. The means of the second level of automated systems of such facilities should be implemented on the basis of the components of automated systems of the second level of key technological sites, such as CCP, DCS with GTU.

Development tools of screen forms for HMI, visualization of automated processes, development of application software and remote centralized PLC configuration for each independent SHC should be combined into a single software solution in accordance with the concept of distributed control systems.

Decisions on the choice of technical means should include:

- redundancy of the most important nodes and components of the system (if necessary);
- ensuring uninterrupted power supply system components;
- ensuring data exchange with other systems.

The element base of a complex of technical means of an automated process control system should consist of mass-produced automation equipment for computers and ensure the fulfillment of all functions assigned to the system by technical requirements.

Used SHC must have the following qualities:

- modular design principle;

- reliable, stable and convenient user interface;
- high service life;
- ease of maintenance, repair and troubleshooting;
- ability to integrate with other equipment using standard software solutions and communication protocols.

## **7 Correction of models in ISS**

At the design stage for each object involved in the process of oil extraction and refining, a mathematical model is laid, based on the selected equipment. These mathematical models allow you to calculate the processes occurring at the facilities, as well as optimize them, taking into account the knowledge of the performance of each of the objects. Thus, at the design stage, a project is obtained whose equipment is used in a rational manner, without downtime and equipment overload.

The accuracy of these models is sufficient for the design stage, but not for the operation stage. It has been experimentally established that the accuracy of the readings of the models used at the design stage is insufficient for their use in the process of operation.

In order to eliminate the difference between the indications of the real technological process and the indications of the model of this technological process, it is proposed to use a correction block that is based on direct propagation neural networks (NNDP).

According to the position of the company P3-04, the technology of artificial intelligence, in particular, machine learning, can be used in the construction of information and control systems (ICC) of "digital" fields.

For example, the process of correction of a simplified model of a gas compressor unit (GCU) is considered. The inputs for the GCU and its models are the inlet gas pressure ( $P_1$ ), the inlet gas temperature ( $T_1$ ). The production operator sets the rotor speed ( $w$ ), which is constant, taking into account the consideration of the static operating modes of the equipment. The output parameters of the model are the outlet

gas temperature ( $T_2$ ) and the outlet gas pressure ( $P_2$ ). The physical and chemical composition of the gas pumped by the unit also has a strong effect on the output parameters of the gas pumping unit, but the process of measuring the physical and chemical composition of the gas is very complex and takes a long time. The physico-chemical composition of the gas is expressed in the set of constants involved in the process of calculating the readings of the process according to the model.

In most cases, due to a number of reasons (inaccuracy of the model, wear of the equipment, unrecorded dependencies between the model parameters), deviations of the model and the actual process are observed. In the specific case of this:

$$P_2^M \neq P_2^A,$$

$$T_2^M \neq T_2^A,$$

where:  $P^M$  и  $P^A$  – pressure values obtained from the model and from the APCS, respectively;

$T^M$  и  $T^A$  – temperature values obtained from the model and from the APCS, respectively;

To eliminate the discrepancy between the output values of the model and the real process, it is proposed to use a neural network, in the learning process of which the Levenberg-Marquardt algorithm is used.

The model adjustment block, which is a neural network of direct error propagation, receives, as input data, pressure indications and gas temperatures at the inlet ( $P_1$  and  $T_1$ ) obtained from the automated process control system; readings of gas pressure and temperature at the outlet ( $P_2$ ,  $T_2$ ) obtained from the model. The objectives for training are readings of the pressure and gas temperature at the outlet ( $P_2$ ,  $T_2$ ), obtained from the automated process control system.

The initial parameters for training the model are requested by the ISS system from the SIM DF (a single database formed specifically for the operation of the ISS).

The neural network has several advantages [14]:

- ability to solve problems with unknown patterns – using the opportunity to learn on many examples, the network is able to derive patterns between the input and output data;

- resistance to noise in the input data – ability to work in the presence of a large number of non-informative, noise input signals. There is no need to do their preliminary screenings, the neural network itself will determine their lack of suitability for solving the problem and discard them.
- ability to adapt to environmental changes – in some configurations of neural networks there is the possibility of learning in real time;
- potential super-high speed – the main computational load is required only for training the neural network; when the network is operating, the computational load is low;
- fault tolerance in the hardware implementation of the neural network

By forming a sample of a set of source and target values, the learning process of the neural network is launched. After training the neural network, the operator makes a decision about the quality of training of the neural network. This network is used as an addition to the gas compressor unit (GCU) model.

Similarly, you can get a trained neural network for each of the objects involved in the process. There are different set of source data and goals for each type of object.

The principle of adjustment on the example of the GCU is presented in Figure 4.

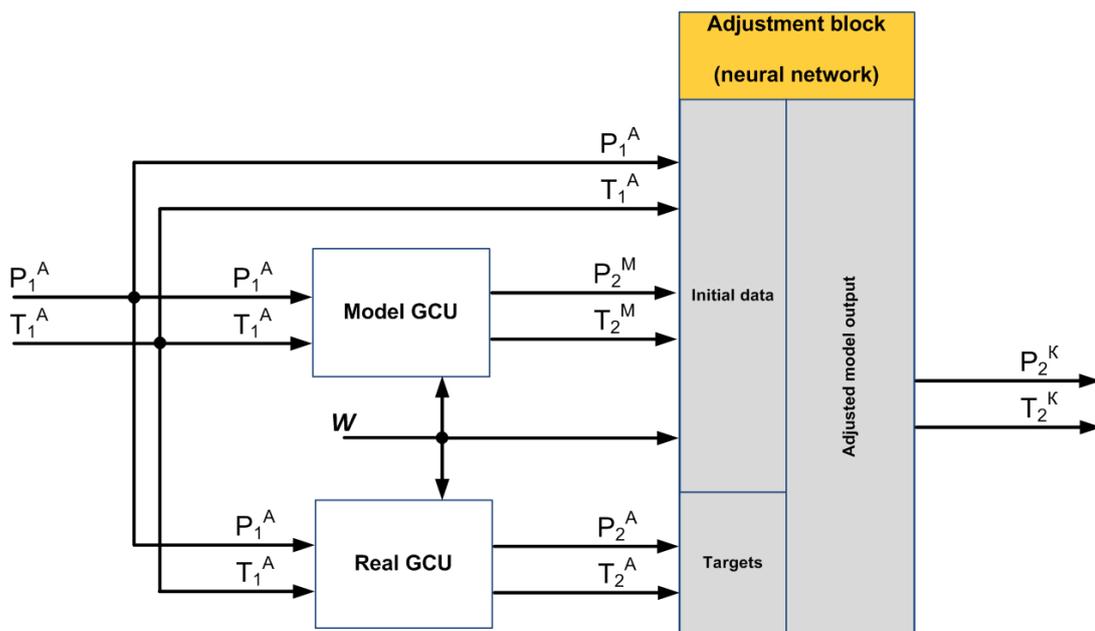


Figure 4 – The principle of adjustment models

## 7.2 Network architecture selection

To predict the output parameters of a real object based on data obtained from the automated process control system and the object model, it was decided to choose a three-layer neural network where the following layers are present: hidden and output. The input of the neural network is the zero layer. The number of inputs in the zero layer is equal to the number of input variables, i.e. in our case, it is five ( $P_1^A, T_1^A, w, P_2^M, T_2^M$ ), the number of neurons in the output layer is equal to the number of output variables ( $P_2^K, T_2^K$ ). The number of neurons in the hidden layer will be taken by ten neurons, two for each input of the zero layer. The form of the activation function is sigmoidal.

The architecture of the resulting neural network is shown in Figure 5.

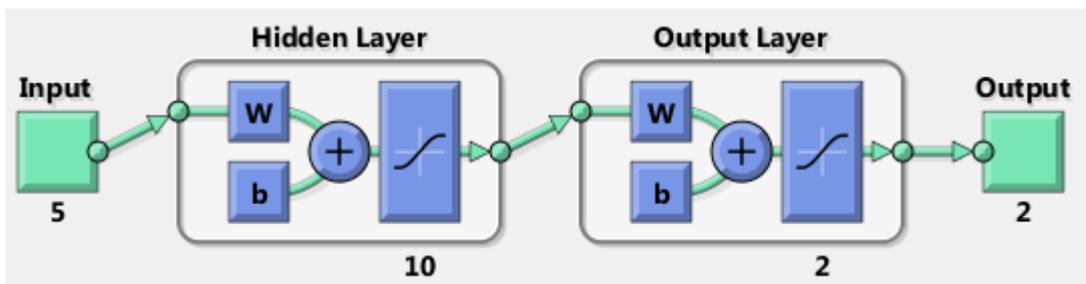


Figure 5 - Neural Network Architecture

The initial data for training the neural network are presented in Appendix D.

The neural network was trained in the MatLab application package, specifically in the «nntool» neural network design, training and modeling package. It can be noted a simple and intuitive interface that favorably affects the beginning of work in this package. There are many settings of the simulated neural network, the number of neural network layers is configured, the form of the activation function and the optimization algorithm during training.

## 7.3 Neural network learning results

The learning outcomes are presented in Appendix G.

Analysis of the results of the neural network on the test sample is presented in Table 4.

Table 4 – Analysis of the results of the neural network

Indicator \ Error	Pressure forecast error (absolute), Pa	Temperature prediction error (absolute), ° C
Maximum	79,865	1,991
Average	34,7494	0,9184
The ratio of the maximum error to the range of the forecast	6,724 %	3,799 %

Analyzing the results of the neural network, we can say that the use of a neural network to adjust the indications of models in the ISS is possible. On 74 sets of output data, it turned out to train the network so that the forecast error does not exceed 7 % in pressure and 4 % in temperature, which is already a good result. Having a larger number of input (examples) and output (targets) data sets, the neural network will learn more qualitatively, which will improve the accuracy of forecasts.

Graphs comparing the output of the model, the real reading and the output of the neural network are presented in Appendix J.

### **Conclusion**

One of the solutions to the problem of extracting hard-to-recover oil is the use of technologies of the intellectual field. Due to the presence of integrated model of the entire asset development cycle, it is possible to achieve an increase in oil recovery.

The concept of model correction within the integrated simulation system has been developed. The proposed solution includes an adjustment block based on a neural network. This block allows you to get values of models developed at the design stage that are adjusted to actual operating conditions.

The neural network was trained on the basis of the model data was trained. This network showed a high accuracy of prediction of real parameters, provided a

small amount of data for network training. In the case of more data, the neural network is able to learn more accurately.

Based on the results of the experiment, we can say that this approach to adjusting the models is applicable to real production.