

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки (профиль) 18.03.01 «Химическая технология» (Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов)  
Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Альтернативные технологии удаления меркаптанов из нефти химическими реагентами</b>

УДК 665.664.245

**Студент**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д43	Красикова В.В.		

**Руководитель**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кривцова Н.И.	К.т.н., доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н.В.	доктор и.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А.	-		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кузьменко Е.А.	к.т.н		

## Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Применять базовые и специальные, математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания в профессиональной деятельности
P2	Применять знания в области современных химических технологий для решения производственных задач
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии
P4	Разрабатывать <b>новые</b> технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование химической технологии, <b>проектировать объекты химической технологии в контексте предприятия, общества и окружающей среды</b>
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных химических технологий
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, <b>выводить на рынок новые материалы</b> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на химико-технологическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.
<i>Общекультурные компетенции</i>	
P7	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности.
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
P9	<b>Активно</b> владеть <b>иностранном языком</b> на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.
P10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, <b>демонстрировать лидерство в инженерной деятельности и инженерном предпринимательстве</b> , ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность) 18.03.01. «Химическая технология»  
(Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов)  
Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
\_\_\_\_\_ Кузьменко Е.А.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

**Бакалаврской работы**

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д43	Красиковой Валентине Владимировне

Тема работы:

<b>Альтернативные технологии удаления меркаптанов из нефти химическими реагентами</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	<b>От 20.03. 2019 г. № 2136/с</b>

Срок сдачи студентом выполненной работы:	<b>24.05.19 г.</b>
--	--------------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b> <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	<b>Объекты исследования: образцы нефти месторождений Восточной Сибири, химические реагенты серии THIONOL</b>
--	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><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>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Введение: назначение очистки нефти от сероводорода и метил- и этилмеркаптанов;</li> <li>- Обзор литературы: нефть и её технологические классификации, методы удаления сероводорода и меркаптанов из нефти);</li> <li>- Объект и методы исследования: общие сведения об ООО «ИНК», технологические показатели нефти месторождений Восточной Сибири, установка подготовки сернистой нефти;</li> <li>- Расчеты и аналитика: химические реагенты серии THIONOL, лабораторные испытания реагентов серии THIONOL;</li> <li>- Результаты и их обсуждения;</li> <li>- Заключение;</li> <li>- Список использованных источников.</li> </ul>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Технологическая схема подготовки сернистой нефти;</li> <li>- Результаты исследований (таблицы).</li> </ul>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p style="text-align: center;">Раздел</p>	<p style="text-align: center;">Консультант</p>
<p><b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b></p>	<p><b>Трубникова Наталья Валерьевна, доктор исторических наук, профессор отделения социально-гуманитарных наук</b></p>
<p><b>Социальная ответственность</b></p>	<p><b>Немцова Ольга Александровна, ассистент отделения общетехнических дисциплин</b></p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p style="text-align: center;">14.01.19 г.</p>
--	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кривцова Н.И.	К.т.н., доцент		14.01.19 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д43	Красикова В.В.		14.01.19 г.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Д43	Красиковой Валентине Владимировне

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение химической инженерии</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Материально-технические ресурсы: 276 950 руб; Человеческие ресурсы: 2 человека
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Коэффициент выполнения нормы = 1; Число календарных дней в году – 365; Продолжительность выполнения проекта – 3 месяца; Размер оклада руководителя проекта – 25 400 руб. ; Размер стипендии студента – 2 800 руб.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2011г. Страховые взносы 30%; Ставка налога на прибыль 20 %; Налог на добавленную стоимость 20%

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Определение потенциальных потребителей результатов исследования; Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения; Проведение SWAT-анализа.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Составление перечня этапов и работ в рамках проведения научного исследования; Определение трудоемкости работ; разработка графика проведения научного исследования.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Проведение сравнительного анализа эффективности разработок научного исследования.

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

1. Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений.
2. Матрица SWOT.
3. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

4. Временные показатели проведения научного исследования.  
 5. План-график научного исследования.  
 6. Бюджет затрат на научно-исследовательский проект.  
 7. Сравнительная эффективность разработки

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	14.01.2019 г.
---	---------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н.В.	д.и.н., доцент		14.01.19 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д43	Красикова В.В.		14.01.19 г.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д43	Красиковой Валентине Владимировне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение химической инженерии
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Установка подготовки сернистой нефти (применение химических реагентов, класса опасности – «3»)
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ.</li> <li>Закон РФ от 19 февраля 1993 г. N 4520-1;</li> <li>- Закон РФ "О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях" от 19 февраля 1993 г. N 4520-1;</li> <li>- Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ;</li> <li>- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 19.04.2013 N 28222.Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ.</li> </ul>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– повышенный уровень шума на рабочем месте;</li> <li>– повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов, рабочей зоны;</li> <li>– химические производственные факторы;</li> <li>– возможность накапливания зарядов статического электричества;</li> <li>– опасность травмирования персонала вращающимися частями</li> </ul>

	оборудования, а также фрагментами оборудования при их аварийном разрушении
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– выброс загрязняющих веществ в атмосферу от факельной установки по сжиганию попутного нефтяного газа и резервуара нефти;</li> <li>– изъятие водных ресурсов (водопотребление подземных вод), загрязнение нефтью и химическими реагентами поверхностного стока;</li> <li>– образование отходов, при эксплуатации объекта</li> </ul>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– возникновение пожаров, аварии на электроэнергетических системах, аварийные разливы нефти и нефтепродуктов, взрывы на технологических сооружениях, аварийные разливы химически опасных реагентов, аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения, опасные природные процессы и явления.</li> <li>– наиболее типичная ЧС - прекращение подачи электроэнергии на установку подготовки сернистой нефти.</li> </ul>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	14.01.19 г.
---	-------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А.	-		14.01.19 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Д43	Красикова В.В.		14.01.19 г.

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 94 страницы, 5 рисунков, 26 таблиц, 31 источников, 2 приложения.

**Ключевые слова:** нефть, сероводород, меркаптаны, катализатор, демеркаптанизация.

**Объектом исследования являются:** образцы нефти месторождений Восточной Сибири, химические реагенты серии THIONOL .

**Цель работы:** определить возможность снижения содержания сероводорода и меркаптанов в нефти альтернативными химическими реагентами до требований ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» к виду 1.

**В процессе исследования проводились:** лабораторные испытания альтернативных химических реагентов для удаления сероводорода и меркаптанов в нефти.

**В результате исследования:** альтернативные химические реагенты серии THIONOL показали высокую эффективность по удалению сероводорода и меркаптанов в нефти

**Область применения:** подготовка сернистой нефти, соответствующей требованиям ГОСТ Р 51858-2002. «Нефть. Общие технические условия».

**Степень внедрения:** в процессе внедрения на установках подготовки нефти с высоким содержанием сероводорода и меркаптанов в ООО «ИНК».

## Определения и сокращения

В данной выпускной квалификационной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Товарная нефть – представляет собой часть многофазной скважинной продукции нефтяного месторождения, включая часть пластовой нефти после ее промысловой подготовки, отвечающая требованиям ГОСТ Р 51858-2002. «Нефть. Общие технические условия».

Сероводород – (сернистый водород, сульфид водорода, дигидросульфид)  $H_2S$  – самое активное из серосодержащих соединений. В нормальных условиях – бесцветный газ с неприятным запахом тухлых яиц.

Меркаптаны – это серосодержащие аналоги спиртов и фенолов, органические соединения, имеющие в своем составе органическую группу SH, называемую тиольной, или меркаптановой. Общая их формула – RSH.

Катализатор – химическое вещество (реагент), ускоряющее реакцию, но не расходующееся в процессе реакции.

Демеркаптанизация – это процесс удаления меркаптанов (меркаптановой серы) из углеводородных фракций.

В данной выпускной квалификационной работе применены следующие сокращения:

ООО «ИНК» – Общество с ограниченной ответственностью «Иркутская нефтяная компания»;

НМ – нефтяное месторождение;

НГКМ – нефтяное газоконденсатное месторождение;

УПСНГ – установка подготовки сернистой нефти с серочисткой попутного нефтяного газа;

УПН – установка подготовки нефти;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

ЛВЖ – легковоспламеняющиеся жидкости;

ГЖ – горючие жидкости;

УПОГ-101 – устройство предварительного отбора газа;  
Т-101/2, Т-401/1,2 – теплообменник;  
С-101/1,2 – нефтегазовый сепаратор;  
Х-101/1,2,3,4 – установка подготовки нефти «Хитер-тритер»;  
С-102/1,2 – концевая сепарационная установка;  
Е-101, Е-501, Е-403 – емкость;  
Р-101 – резервуар;  
О-501/1,2 – отстойник гидрофобный;  
БР 401/1,2, БР 403 – блок дозирования реагента.

## Оглавление

Введение .....	14
1. Обзор литературы .....	16
1.1. Нефть и ее технологические классификации .....	16
1.2. Методы удаления сероводорода и меркаптанов из нефти.....	18
2. Объект и методы исследования.....	29
2.1. Общие сведения об ООО «ИНК».....	29
2.2. Технологические показатели нефти месторождений Восточной Сиббири .....	31
2.3. Установка подготовки сернистой нефти .....	36
3. Расчеты и аналитика .....	44
3.1. Химические реагенты серии THIONOL .....	44
3.2. Лабораторные испытания реагентов серии THIONOL .....	45
4. Результаты и их обсуждения .....	47
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	52
5.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований.....	52
5.2. Планирование научно-исследовательских работ .....	57
5.3. Бюджет научно-технического исследования (НТИ) .....	62
5.4. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	68
6. Социальная ответственность.....	71
6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	71
6.2. Производственная безопасность .....	73
6.2.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	74
6.2.2. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего).....	77
6.3. Экологическая безопасность .....	79
6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	83
Заключение .....	87

Список использованных источников .....	89
Приложение А – Технологическая схема подготовки сернистой нефти на УПСНГ XX НГКМ .....	93
Приложение Б – Политика в области охраны окружающей среды, безопасности труда и охраны здоровья ООО «ИНК» .....	94

## Введение

Актуальность работы обусловлена ростом объема добычи нефти с высоким содержанием сероводорода и меркаптанов в Восточной Сибири. Отличительной чертой такого сырья является наличие в нем практически всего гомологического ряда меркаптанов, от самых токсичных метил- и этилмеркаптанов, до высокомолекулярных с разветвленным строением.

Наличие сероводорода и меркаптанов в добываемой и перерабатываемой нефти вызывает серьезные технологические проблемы при добыче, подготовке, транспортировке нефти, а также при закачке сточных вод в продуктивные горизонты. Сероводород активно взаимодействует с ионами железа пластовых вод, в результате выпадают осадки сульфида железа, что резко снижает продуктивность и приемистость скважин. Необходимость очистки нефти от сероводорода и метил- и этилмеркаптанов вызвана несколькими причинами: наличие этих летучих токсичных компонентов создаёт серьезные экологические проблемы, вызывает ускоренную коррозию трубопроводов и нефтехранилищ, приводит к ускоренному износу оборудования.

Сероводород и меркаптаны С1-С3 обладают коррозионной активностью, неприятным запахом, а при переработке сернистых нефтей неизбежно образуются токсичные сернисто-щелочные сточные воды.

В соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» содержание в нефти (для поставки транспортным организациям, предприятиям РФ и экспорта) сероводорода не более 20 ppm и метил-, этилмеркаптанов в сумме не более 40 ppm (вид 1). Жесткие требования по норме содержания сероводорода и меркаптанов, делают проблему внедрения эффективных химических реагентов для удаления меркаптанов из углеводородного сырья более важной.

В литературе редко встречаются данные об исследованиях или о практическом применении процессов демеркаптанации нефтей. Причиной тому является то, что месторождения с уникально высоким содержанием

меркаптанов свыше 1 000 ppm (сумма метил- и этилмеркаптанов) были открыты сравнительно недавно, а также причиной является экономическая нецелесообразность снижения меркаптанов в нефти по причине высокого уровня затрат на 1 тонну [1, 2].

Необходимость очистки нефти от меркаптанов и одновременная защита окружающей среды от загрязнения образующимися при этом отходами является для настоящего времени серьезной проблемой. В связи с этим, а также с освоением новых месторождений с высоким содержанием меркаптанов в нефти и постоянным одновременным ужесточением требований экологического характера к продукции нефтепромыслов делают задачу очистки нефти от меркаптанов актуальной.

Целью данной работы является определение возможности снижения содержания сероводорода и меркаптанов в нефти альтернативными химическими реагентами до требований ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» к виду 1.

Для достижения заданной цели необходимо проанализировать эффективность взаимодействия нефти с XX, XXX и XXX месторождений, расположенных в Восточной Сибири с химическими реагентами серии THIONOL.

## **1. Обзор литературы**

### **1.1. Нефть и ее технологические классификации**

Нефть – это природная горючая легко воспламеняющаяся жидкость. Она представляет собой смесь углеводородов парафинового ряда, непредельных углеводородов и ароматических соединений. В её составе обнаружены сотни углеводородов различного строения, а также многочисленные гетероорганические соединения. Нефть различных месторождений отличается по углеводородному составу. В отличие от других горючих ископаемых, нефть относительно легко добывается, транспортируется (по трубопроводам) и довольно легко перерабатывается в широкую гамму продуктов различного назначения. Экономика государств зависит от нефти больше, чем от любого другого продукта. Большая часть добываемой в мире нефти перерабатывается в различные виды топлива и смазочных материалов. Около 8% добываемой в мире нефти используется для химических целей, в основном это лёгкая часть нефти – бензины и газы нефтепереработки. На основе нефтяного сырья производят массу полимерных материалов, синтетических волокон, каучука, поверхностно-активных и моющих средств, удобрений, лекарственных препаратов и ядохимикатов [3].

В химическом отношении нефть представляет систему сложного природного углеводородного раствора, в котором растворителем являются углеводороды, а растворенными веществами прочие компоненты – тяжелые углеводороды, смолы, асфальтены. Свойство нефти как раствора заключается в том, что в ней, как и в любом растворе, может происходить физическое и химическое взаимодействие растворенного вещества и растворителя.

Химический состав нефти отличается от скважины к скважине и чтобы упростить экспорт, были придуманы некие стандартные сорта нефти:

- для России – Urals и Siberian Light;
- в Великобритании – Brent;
- в Ираке – Kirkuk;

- в США – Light Sweet;
- Иране – Iran Light и Iran Heavy.

Содержание в нефти различных примесей вызывает коррозию оборудования и серьезные затруднения при транспортировке и переработке нефтяного сырья. Именно поэтому процесс подготовки нефти является важной частью нефтедобычи. От качества подготовленной нефти напрямую зависит стоимость реализуемой продукции на рынке сбыта.

При оценке качества нефть подразделяют на классы, типы, группы, виды согласно ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» [4].

Таблица 1 – Классификация нефти по ГОСТ Р 51858-2002

<b>КЛАССЫ</b>						
№	Наименование		Массовая доля серы (%)			
1	Малосернистая		до 0,60 включительно			
2	Сернистая		от 0,61 до 1,80			
3	Высокосернистая		от 1,81 до 3,50			
4	Особо высокосернистая		свыше 3,50			
<b>ТИПЫ</b>						
№	Наименование	Плотность при 20 <sup>0</sup> С, не более кг/м <sup>3</sup>	Плотность при 15 <sup>0</sup> С, не более кг/м <sup>3</sup>	Парафины не более, % (на экспорт)	Выход фракций, не менее %, см <sup>3</sup> (на экспорт)	
					200 <sup>0</sup> С	300 <sup>0</sup> С
0	Особо легкая	830,0	833,7	6,0	30	52
1	Легкая	830,1 – 850,0	833,8 – 853,6	6,0	27	47
2	Средняя	850,1 – 870,0	853,7 – 873,5	6,0	21	42
3	Тяжелая	870,1 – 895,0	873,6 – 898,4	–	–	–

4	Битуминозная	более 895,0	более 898,4	--	--	--
<b>ГРУППЫ</b>						
№	Вода, не более %	Хлористые соли, не более мг/дм <sup>3</sup>	Механические примеси, не более %	ДНП, не более кПа (мм рт. ст.)	Хлорорганические соединения, не более млн <sup>-1</sup>	
1	0,5	100	0,05	66,7 (500)	10,0	
2	0,5	300	0,05	66,7 (500)	10,0	
3	0,5	900	0,05	66,7 (500)	10,0	
<b>ВИДЫ</b>						
№	Сероводород, не более млн <sup>-1</sup>			Метил-этилмеркаптаны, не более млн <sup>-1</sup>		
1	20			40		
2	100			100		

## 1.2 Методы удаления сероводорода и меркаптанов из нефти

Наиболее агрессивными коррозионными агентами на всех стадиях первичной и вторичной переработки нефти является сероводород и меркаптаны.

Известные в настоящее время способы борьбы с сероводородом и меркаптанами и связанными с ними осложнениями в процессах добычи, сбора и подготовки нефти по их функциональной направленности рекомендовано делить на четыре группы [6]:

- удаление сероводорода и меркаптанов из продукции скважин;
- профилактика образования биогенного сероводорода;
- профилактика сероводородной коррозии нефтепромыслового оборудования;
- профилактика образования отложений сульфида железа в продуктивном пласте и скважинном оборудовании.

Данные способы связаны между собой и могут применяться по отдельности или в комплексе как в отдельных элементах нефтепромысловой системы «пласт-скважина-наземное оборудование», так и во всей этой системе в целом. При выборе способов и методов борьбы с сероводородом и меркаптанами в каждом конкретном случае необходимо, прежде всего, определить их происхождение и причину появления в продукции нефтяных скважин.

Методы удаления сероводорода и меркаптанов из нефти можно условно разделить:

- технологические;
- химические.

Среди технологические способов, основанных на десорбции молекул сероводорода и меркаптанов в газовую фазу, выделяют три основных:

- сепарацию;
- ректификацию;
- отдувку.

Технологические способы извлечения сероводорода и меркаптанов из продукции нефтяных скважин используют при промышленной подготовке нефти. При подготовке нефтей с небольшим содержанием сероводорода и при небольших газовых факторах процесс сепарации эффективен, так как удаляется основное количество сероводорода из продукции скважин. Для повышения степени извлечения сероводорода из нефти при ее сепарации, а также как самостоятельный способ очистки нефти от сероводорода применяют способ отдувки нефти углеводородным газом, реализуемый в специальных аппаратах колонного типа [5]. Для нефтей с высоким содержанием сероводорода его удаление может быть достигнуто применением способа ректификации нефти. Процесс ректификации нефти позволяет получать низкое содержание сероводорода в товарной нефти при малых ее потерях [6].

Из технологичных способов в промышленности наиболее распространены способы – это отдувка нефти газом (от сероводорода) и способы, основанные на переводе меркаптанов водными растворами щелочей в меркаптиды с последующим окислением меркаптидов кислородом воздуха в дисульфиды в присутствии катализаторов. Недостатками данных методов являются:

- значительная потеря легких фракций,
- образование устойчивых щелочных эмульсий при взаимодействии с нафтеновыми кислотами и фенолями,
- наличие значительного количества токсичных сернисто-щелочных стоков, высокие капитальные затраты.

Химические методы заключаются в обработке нефти химическими нейтрализаторами/ поглотителями/ сквенджерерами.

Эти вещества представляют собой химически активные реагенты, образующие с сероводородом и/или с меркаптанами инертные малотоксичные соединения. При этом ни сам реагент, ни продукты реакции не должны быть коррозионно-активными и ухудшать качества сырья.

В качестве поглотителей сероводорода могут быть рассмотрены различные органические и неорганические соединения. Механизм реакции взаимодействия с сероводородом определяется природой используемого реагента. Это могут быть процессы окисления, нейтрализации, реакции присоединения с образованием сероорганических соединений.

Химические методы удаления сероводорода в продукции нефтяных скважин основаны на его экстракции растворами химических реагентов (поглотителей сероводорода) и их условно делят на три основных [7]:

- нейтрализация с получением органических соединений серы (сульфидов, меркаптанов, дисульфидов);
- нейтрализация с получением неорганической соли (сульфида, сульфита, сульфата);
- окислительно-восстановительный метод с получением серы.

Выбор метода определяется с точки зрения технологической и экономической эффективности, доступностью химического реагента и отсутствием побочных явлений в процессах добычи, транспорта и подготовки нефти.

Для профилактики образования биогенного сероводорода в нефтепромысловых системах необходимо применять специальные методы подавления развития биоценоза. Известные способы борьбы с микроорганизмами, применяемые в различных промышленных и хозяйственных отраслях, можно разделить на физические и химические методы [6]. К физическим относятся: методы удаления биологических отложений (механическое удаление, гидромеханическая и гидропневматическая обработка поверхностей), нанесение на защищаемые поверхности необрастающих покрытий, различные обработки защищаемой среды (термообработка, электро- и ультразвуковая обработка, применение ультрафиолетового излучения и гамма-облучения, обработка коагулянтами).

К химическим методам относятся: озонирование и обработка бактерицидами — веществами, подавляющими жизнедеятельность бактерий.

Наиболее надежным и широко применяемым методом подавления жизнедеятельности микроорганизмов и предотвращения образования биогенного сероводорода в нефтепромысловой системе «пласт-скважина-наземное оборудование» считается использование бактерицидов. В настоящее время известно большое множество химических соединений (органических и неорганических), обладающих бактерицидными свойствами: галогены, окислы азота, двуокись хлора, перекись водорода, медьсодержащие и другие соединения.

Но на практике в нефтедобывающей отрасли используется сравнительно небольшое количество бактерицидов, что обусловлено, в первую очередь, ограниченностью сырьевой базы, высокой стоимостью производства бактерицидных соединений и повышенными требованиями к их качеству. До настоящего времени для подавления роста

сульфатовосстанавливающих бактерий в промышленных условиях часто используются раствор формалина и высокоминерализованные сточные воды хлоркальциевого типа.

Удаление сероводорода в продукции добывающих скважин дает возможность уменьшить развитие сероводородной коррозии и образование отложений сульфида железа в нефтепромысловом оборудовании, а применение бактерицидов для снижения сульфатредукции позволяет уменьшить или полностью устранить микробиологическую составляющую коррозионных разрушений и повышает эффективность антикоррозионных работ на нефтяных промыслах.

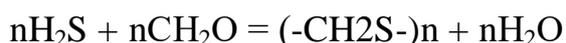
Существующие методы противокоррозионной защиты нефтепромысловых объектов можно условно разделить на технологические и технические. Технологические методы заключаются в направленном изменении технологии добычи, подготовки и транспортирования нефти, газа и воды, способствующем снижению коррозии оборудования. Технические методы включают в себя применение специальных средств и материалов для защиты оборудования от коррозии (ингибиторов коррозии [10], бактерицидов, защитных покрытий, коррозионностойких материалов, металлов и сплавов, электрохимической защиты).

Указанные методы можно применять отдельно или комплексно, исходя из конкретных условий эксплуатации оборудования. При этом на месторождениях сернистых нефтей наибольшее распространение среди известных методов борьбы с коррозией получило применение ингибиторов коррозии и оборудования из коррозионностойких материалов.

Каждый реагент обладает комплексом свойств, имеет свои достоинства и недостатки, поэтому важно определить какие из вышеперечисленных факторов, обуславливающий выбор конкретного поглотителя, являются приоритетными для потребителя с учетом той задачи, которую необходимо решить.

На российском рынке поглотители сероводорода представлены в основном реагентами на основе формальдегида. Использование реагентов на основе формальдегида возможно только для удаления сероводорода и нецелесообразно для нейтрализации меркаптанов вследствие обратимости реакции и возможности образования исходного меркаптана.

Реакцию сероводорода с формальдегидом можно выразить следующим уравнением:



Образующиеся полиметиленсульфиды склонны к выпадению в осадок, что негативно отражается на работе технологического оборудования.

Реакцию формальдегида с меркаптанами можно представить следующим уравнением (в результате образуются гемитиоацетали и тиоацетали):

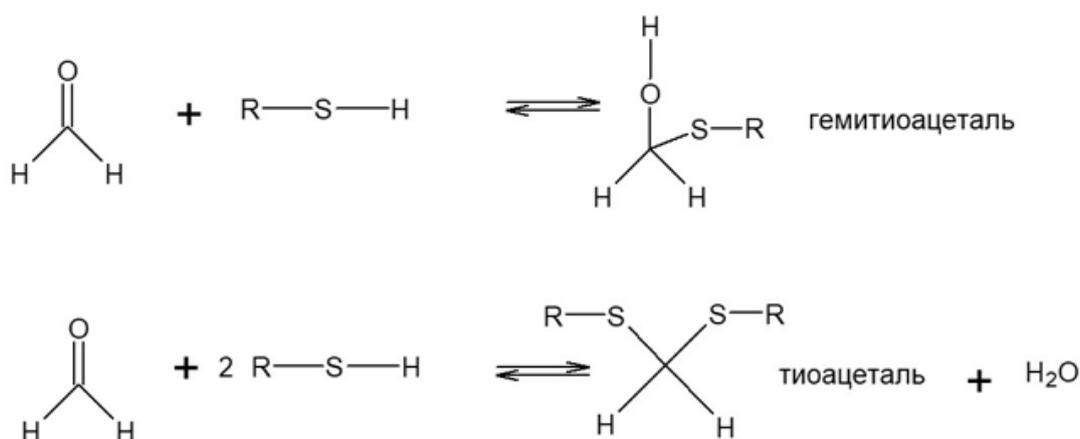


Рисунок 1 – Реакция формальдегида с меркаптанами

Следует отметить, что реакции формальдегида с меркаптанами являются обратимыми (вследствие неустойчивости образующихся тиоацеталей) и в присутствии воды скорость обратной реакции превышает скорость прямой, что выражается в образовании рекомбинантного меркаптана. Тиоацетали и гемитиоацетали в присутствии воды образуют ацетали по следующим реакциям:

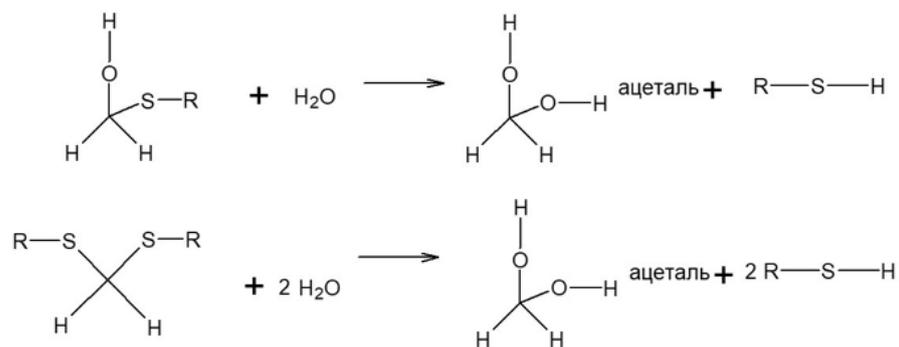


Рисунок 2 – Реакции образования ацетали

Таким образом, использование реагентов на основе формальдегида для нейтрализации меркаптанов нецелесообразно вследствие обратимости реакции и возможности образования исходного меркаптана (так как практически всегда в товарной нефти содержится некоторое остаточное количество воды).

Реагенты на основе формальдегида запрещены в Европе, США, Канаде, ОАЭ [8].

Промышленное применение формальдегидных реагентов создало большие проблемы для перерабатывающих заводов. Избыток формальдегида остается в нефти, а также попадает в подтоварную воду, образуя высокотоксичный отход. ПДК формальдегида составляет 0,5 мг/м<sup>3</sup>, а сероводорода - 10 мг/м<sup>3</sup>, т.е. формальдегид в 20 раз токсичнее сероводорода.

Нейтрализаторы на основе формальдегида и продукты их реакции с сероводородом при первичной переработке нефти на установках атмосферно-вакуумная трубчатка, где нефть нагревается до температуры 350 °С, могут разлагаться с выделением формальдегида.

Однако, главным недостатком является образование продуктов взаимодействия сероводорода с формальдегидом, обладающих резким, неприятным запахом. Помимо проблем с запахом, продукты реакции - тиазины склонны к образованию нерастворимых полимеров, образующих трудноудаляемые отложения в трубопроводах и резервуарах.

Для удаления таких отложений необходима специальная обработка с использованием концентрированной серной кислотой.

Если учесть, что в исходной нефти содержание  $H_2S$  может достигать 500 ppm (0,05%) то, несмотря на разные стадии подготовки нефти (обессоливание, электрообессоливания и обезвоживания нефти), значительное количество серосодержащих соединений могут достигать ректификационных колонн первичной переработки нефти на НПЗ. В условиях высоких температур ректификации (360 °С и выше) тиазины претерпевают термическую деструкцию. Продуктами распада тиазинов являются различные летучие соединения, которые способны свободно продвигаться по ректификационной колонне и далее накапливаться в погонах. Вследствие своей высокой реакционной способности данные соединения при конденсации легко могут опять полимеризоваться, наращивая цепи. Известны различные реакции разложения тиополимеров: в том числе с образованием меркаптанов и других летучих сераорганических соединений.

С конца 2012 г. на ряде НПЗ, перерабатывающих нефти, очищенные от сероводорода с использованием нейтрализаторов на базе формальдегида, стали наблюдаться «нетипичные» случаи коррозии и образование отложений «нехарактерного химического состава» в секциях аппаратов (конденсаторов) воздушного охлаждения, в рефлюксных емкостях. При вскрытии аппаратов воздушного охлаждения обнаружен значительный коррозионный износ, а также язвенная коррозия в зоне входа паров в конденсаторы. Помимо этого выявлено наличие отложений, как в самих аппаратах воздушного охлаждения [9].

Также к распространенным реагентам относятся – триазиновые поглотители. Они обладают рядом преимуществ, таких как экологичность (триазины являются соединениями 3 класса опасности), высокая скорость реакции и относительно малые дозировки вследствие лучшей диспергируемости.

Однако химизм связывания сероводорода триазином не позволяет гарантировать отсутствие отложений, так как одним из продуктов реакции является 1,3,5-триотиан (тиоаналог формальдегида)

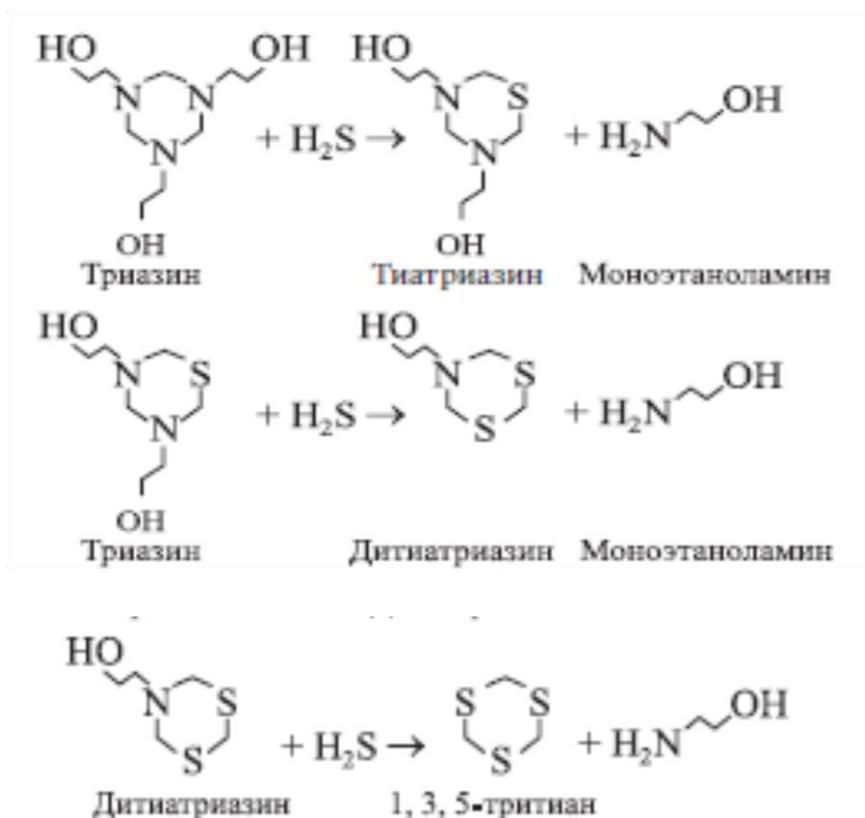
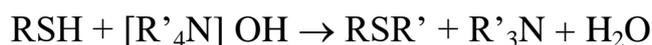
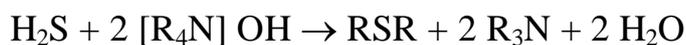


Рисунок 3 – Химизм связывания сероводорода триазином

Недостаток триазиновых поглотителей в том, что их дозировка зависит от содержания сероводорода, и при его высоком содержании в нефтепродукте затраты на поглотитель становятся высокими.

Реагенты на основе четвертичных аммониевых оснований (в виде водно-метанольного раствора четвертичного аммониевого основания). При взаимодействии с сероводородом образуют термостабильные сульфиды:



Проведенные во ВНИИУС исследования реагента, приготовленного на основе четвертичных аммониевых оснований – «SX-2081» известной фирмы «Petrolite» (США), показали, что он является очень чувствительным к воде, карбоновым кислотам и неселективным к меркаптанам, и поэтому не

пригоден для демеркаптанизации нефтей с высоким содержанием меркаптанов, воды и кислот.

Более чем десятикратный расход реагента «SX-2081» на одну массовую часть меркаптановой серы, неселективность по отношению к тиолам с различной молекулярной массой делают невозможным широкое применение этого реагента по экономическим соображениям.

Применение формальдегидсодержащих поглотителей сероводорода вызывает образование осадков в теплообменном и емкостном оборудовании установок подготовки нефти, стимулирует коррозионное разрушение металла, блокирует действие ингибиторов коррозии и повышает токсичность водных стоков. Интенсивный рост отложений повышает риск развития аварийных ситуаций, связанных с разгерметизацией оборудования (аппаратов воздушного охлаждения) и «горячих» зон установок (атмосферно-вакуумной трубчатки), снижает эффективность работы теплообменного оборудования, нарушает работу систем регулирования, потоковых датчиков рН, коррозиметров, термопар. Появление вышеперечисленных проблем стало следствием ослабления регулирования в области отбора реагентов для применения на предприятиях добычи и транспорта нефти. При поглощении сероводорода в нефтях поглотителями на основе формальдегида образуется набор сераорганических соединений, которых нет в природной нефти. Данные соединения не удаляются при подготовке нефти на промысле, попадая на первичную перегонку нефти, претерпевают термическую деструкцию, образуя активные летучие соединения серы, вступающие в реакцию с металлами оборудования (особенно из цветных сплавов на основе меди).

Для исправления ситуации необходимо восстановление порядка сертификации всех применяемых реагентов с обязательным контролем их свойств и термостабильности всех продуктов взаимодействия при температуре до 350 °С с анализом продуктов их разложения.

Согласно ГОСТ 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» нефть по степени подготовки подразделяется на группы исходя из содержания коррозионно-активных соединений, в числе которых вода, сера, хлористые соли и хлорорганические соединения; присутствие формальдегида и прочих соединений не учитывается.

## 2. Объект и методы исследования

### 2.1. Общие сведения об ООО «ИНК»

Общество с ограниченной ответственностью «Иркутская нефтяная компания» является одним из крупнейших независимых производителей углеводородного сырья в России. ООО «ИНК» и аффилированные с ней юридические лица (группа компаний АО «ИНК-Капитал») занимаются геологическим изучением, разведкой и добычей углеводородного сырья на месторождениях и лицензионных участках недр в Восточной Сибири.

Группа компаний ИНК была образована в 2000 году. В 2001 году компания первой приступила к промышленной эксплуатации нефтегазовых месторождений в Иркутской области, добыв первые 30 тысяч тонн нефти и газового конденсата. Группа компаний ИНК участвует в геологическом изучении, разведке и разработке 41 лицензионных участков недр, в пределах которых расположено 18 месторождений, на территории Иркутской области, Республики Саха (Якутия) и Красноярского края.



Рисунок 4 – Месторождения и лицензионные участки

Иркутская область:

- лицензионные участки: Северо-Могдинский, Верхненепский, Ялыкский, Большетирский, Западно-Ярактинский, Кийский, Средненепский, Потаповская площадь, Аянский, Аянский (Западный), Верхнетирский, Верхненепский (Северный), Хамакарский, Словутинский, Верхнекатангский.
- месторождения: Аянское, Ярактинское, им. Синявского, Верхнетирское, Вятшинское, Гораздинское, Ичёдинское, Токминское, Западно-Аянское, Большетирское, Марковское, Даниловское.

Республика Саха (Якутия):

- лицензионные участки: Верхнеджункунский, Южно-Джункунский, Бюкский, Иктехский, Сунтарский.
- месторождения: Иктехское, Бесюряхское, Илгычахское, Бюкское.

Красноярский край:

- лицензионные участки: Юраченский, Лаушкардинский, Мундукшинский, Нижнемадашенский, Тамышский, Кимчуканский, Муторайский, Янготойский, Аргишский, Паимбинский.

На объектах компании ведется комплекс геологоразведочных работ, осуществляется добыча углеводородного сырья. Ежегодно увеличиваются объемы геологоразведочных работ и добытого углеводородного сырья, внедряются инновационные решения для интенсификации добычи, совершенствуется политика в сфере экологии, охраны труда и безопасности производства. В фокусе группы компаний ИНК находятся эффективное управление внутрикорпоративными процессами, развитие персонала, а также взаимодействие с органами власти и неправительственными организациями.

Основная операционная компания группы компаний ИНК – Общество с ограниченной ответственностью «Иркутская нефтяная компания» – имеет статус лидера среди малых и средних независимых нефтегазодобывающих компаний России. ООО «ИНК» ежегодно наращивает темпы добычи углеводородного сырья (УВС) и по этому показателю входит в число лидеров нефтяной отрасли России, а также продолжает укреплять свои позиции в

нефтегазовой отрасли страны, делая ставку на высокие технологии и мотивированную команду профессионалов.

За последние восемь лет группа компаний ИНК увеличила объем добычи УВС в семь раз – с 1,3 млн тонн в 2011 году до 9 млн тонн в 2018. Накопленный объем добычи нефти и газового конденсата за весь период эксплуатации месторождений ИНК в конце 2018 года составил 44 млн тонн.

Особое внимание руководство ООО «ИНК» уделяет вопросу повышения эффективности добычи (нефтеотдачи). Компания также развивает добычу трудноизвлекаемых запасов. В этом направлении успешно применяется технологии многостадийного гидроразрыва пласта и обратной закачки природного и попутного нефтяного газа в пласт (сайклинг-процесс) [13].

## **2.2. Технологические показатели нефти месторождений Восточной Сибири**

Технологические показатели нефти X, XX, XXX и XXXX месторождений приведены в таблицах 2 – 5.

Таблица 2 – Технологические показатели нефти X НМ

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	НД на метод испытания	Результат испытания*
1	Плотность при 20 °С	кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ 3900 (п. 1)	804,3
2	Плотность при 15 °С	кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ Р 51069	807,8
3	Массовая доля воды	%	ГОСТ 2477	0,60
4	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм <sup>3</sup>	ГОСТ 21534 (Метод А)	976,0
5	Массовая доля серы	% масс.	ГОСТ Р 51947	0,180
6	Массовая доля механических примесей	% масс.	ГОСТ 6370	0,0195

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	НД на метод испытания	Результат испытания*
7	Массовая доля сероводорода	млн <sup>-1</sup> (ppm)	ГОСТ Р 50802	4,0
8	Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме	млн <sup>-1</sup> (ppm)	ГОСТ Р 50802	24,0
9	Давление насыщенных паров	кПа (мм рт.ст.)	ГОСТ 1756	78,0 (585)
10	Выход фракций при температуре, °С:  200 300	%	ГОСТ 2177 (Метод Б)	32,0 51,0
11	Массовая доля парафина	%	ГОСТ 11851	1,5
12	Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204°С	млн <sup>-1</sup> (ppm)	ГОСТ Р 52247	2,4

Таблица 3 – Технологические показатели нефти ХХ НГКМ

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	НД на метод испытания	Результат испытания*
1	Плотность при 20 °С	кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ 3900 (п. 1)	829,4
2	Плотность при 15 °С	кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ Р 51069	832,8
3	Массовая доля воды	%	ГОСТ 2477	7,5
4	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм <sup>3</sup>	ГОСТ 21534 (Метод А)	2739,0
5	Массовая доля серы	% масс.	ГОСТ Р 51947	0,490

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	НД на метод испытания	Результат испытания*
6	Массовая доля механических примесей	% масс.	ГОСТ 6370	0,0064
7	Массовая доля сероводорода	млн <sup>-1</sup> (ppm)	ГОСТ Р 50802	27,0
8	Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме	млн <sup>-1</sup> (ppm)	ГОСТ Р 50802	101,0
9	Давление насыщенных паров	кПа (мм рт.ст.)	ГОСТ 1756	62,3 (467)
10	Выход фракций при температуре, °С:  200 300	%	ГОСТ 2177 (Метод Б)	  17,5 38,5
11	Массовая доля парафина	%	ГОСТ 11851	1,0
12	Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204°С	млн <sup>-1</sup> (ppm)	ГОСТ Р 52247	4,8

Таблица 4 – Технологические показатели нефти ХХХ НМ

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	НД на метод испытания	Результат испытания*
1	Плотность при 20 °С	кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ 3900 (п. 1)	797,4
2	Плотность при 15 °С	кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ Р 51069	800,9
3	Массовая доля воды	%	ГОСТ 2477	0,03
4	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм <sup>3</sup>	ГОСТ 21534 (Метод А)	167,6

5	Массовая доля серы	% масс.	ГОСТ Р 51947	0,82
6	Массовая доля механических примесей	% масс.	ГОСТ 6370	0,0068
7	Массовая доля сероводорода	млн <sup>-1</sup> (ppm)	ГОСТ Р 50802	42,0
8	Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме	млн <sup>-1</sup> (ppm)	ГОСТ Р 50802	210,0
9	Давление насыщенных паров	кПа (мм рт.ст.)	ГОСТ 1756	97,7 (733)
10	Выход фракций при температуре, °С:	%	ГОСТ 2177 (Метод Б)	
	200			35,0
	300			55,0
11	Массовая доля парафина	%	ГОСТ 11851	1,0
12	Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204°С	млн <sup>-1</sup> (ppm)	ГОСТ Р 52247	3,6

Таблица 5 – Технологические показатели нефти ХХХХ НГКМ

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	НД на метод испытания	Результат испытания*
1	Плотность при 20 °С	кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ 3900 (п. 1)	808,9
2	Плотность при 15 °С	кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ Р 51069	812,4
3	Массовая доля воды	%	ГОСТ 2477	6,4
4	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм <sup>3</sup>	ГОСТ 21534 (Метод А)	3417,6
5	Массовая доля серы	% масс.	ГОСТ Р 51947	1,99

6	Массовая доля механических примесей	% масс.	ГОСТ 6370	0,0088
7	Массовая доля сероводорода	млн <sup>-1</sup> (ppm)	ГОСТ Р 50802	220,0
8	Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме	млн <sup>-1</sup> (ppm)	ГОСТ Р 50802	1560,0
9	Давление насыщенных паров	кПа (мм рт.ст.)	ГОСТ 1756	85,5 (641)
10	Выход фракций при температуре, °С:  200 300	%	ГОСТ 2177 (Метод Б)	34,5
				53,5
11	Массовая доля парафина	%	ГОСТ 11851	1,2
12	Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204°С	млн <sup>-1</sup> (ppm)	ГОСТ Р 52247	5,0

\*- За результат испытания принимается среднее значение показателя за период с 01.01.2019 г. по 01.02.2019 г.

Отличительной особенностью нефти данных месторождений является наличие сероводорода и меркаптанов, превышающее требования ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»:

Таблица 6 – Содержание сероводорода и меркаптанов в нефти

Наименование сырья	Содержание, % масс.	Содержание, ppm	
	S <sub>общ.</sub>	H <sub>2</sub> S	CH <sub>3</sub> SH+ C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH
Нефть X НМ	0,18	4	24
Нефть XX НГКМ	0,49	27	101

Наименование сырья	Содержание, % масс.	Содержание, ppm	
	S <sub>общ.</sub>	H <sub>2</sub> S	CH <sub>3</sub> SH+ C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH
Нефть ХХХ НМ	0,82	42	210
Нефть ХХХХ НГКМ	1,99	220	1560

### 2.3. Установка подготовки сернистой нефти

Удаление сероводорода и меркаптанов из нефти химическими реагентами для реализации добычи нефти на X, ХХХ и ХХХХ месторождениях проводится на объекте «Установка подготовки сернистой нефти с сероочисткой попутного нефтяного газа ХХ НГКМ».

УПСНГ предназначена для очистки попутного нефтяного газа и подготовки нефти до соответствия требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» для нефти группы 1 и вида 1.

Структура производства по подготовке нефти представляет собой единую технологическую цепь, состоящую из следующих стадий[14]:

- прием нефти по нефтепроводу со скважин;
- блок входной гребенки;
- устранение пульсаций поступающей жидкости в устройстве предварительного отбора газа поз. УПОГ-101;
- предварительный нагрев поступающей со скважин нефтяной эмульсии в теплообменниках поз. Т-101/2;
- сепарация I ступени в нефтегазовых сепараторах со сбросом воды поз. С-101/1,2;
- обезвоживание нефти в установках сброса воды «Хитер-тритер» поз. Х-101/1,2 (1-рабочий,1-резервный) и обессоливание в установках товарной подготовки нефти с электродной решеткой поз. Х-101/3,4;
- окончательная дегазация нефти в концевых сепарационных установках поз. С-102/1,2;

- стабилизация нефти в емкости поз. Е-101( $V = 200 \text{ м}^3$ );
- откачка товарной нефти на УПН XX НГКМ насосами; прием
- нефтяной эмульсии в резервуар с предварительным сбросом воды поз. Р-101 – резервуар является технологическим (со стояками 3м и 5м,  $V = 2000 \text{ м}^3$ );
- площадка подготовки пластовой воды – система сбора и очистки выделившейся пластовой воды от нефтепродуктов в отстойниках гидрофобных поз. О-501/1,2 поступающих от нефтегазовых сепараторов поз. С-101/1,2, установок подготовки нефти поз. Х-101/1,2,3,4, резервуара нефти поз. Р-101, дренажных емкостей промышленно-дождевых стоков и дегазация очищенной пластовой воды в емкости поз. Е-501;
- откачка очищенной пластовой воды на УПН XX НГКМ насосами;
- блок дозирования деэмульгатора СНПХ-4315 и катализатора THIONOL поз. БР 401/1;
- блок дозирования ингибитора коррозии СНПХ-6418 поз. БР 401/2;
- подача пресной воды через емкость пресной воды Е-403 ( $V = 10 \text{ м}^3$ ) и теплообменник нагрева пресной воды поз. Т-401/1,2 в установки подготовки нефти поз. Х-101/1,2,3,4;
- блок дозирования ингибитора карбонатных солей СНПХ-5313 Н поз. БР 403.

Производительность УПСНГ XX НГКМ представлена в таблице 7:

Таблица 7 – Производительность УПСНГ

№п/п	Параметр	Ед. измерения	Количество
1	Жидкость	тыс. $\text{м}^3/\text{год}$	2500
2	Нефть	тыс. т/год	1303,611
3	Пластовая вода	тыс. $\text{м}^3/\text{год}$	1175,16
4	ПНГ	млн. $\text{нм}^3/\text{год}$	441,4444

Режим работы установки – постоянный, непрерывный, 8400 часов в году, 350 дней в году.

Условия эксплуатации:

- абсолютная минимальная температура воздуха – минус 58 °С;
- абсолютная максимальная температура воздуха – плюс 37 °С;
- нормативное ветровое давление  $W_0 = 0,30$  кПа;
- расчетный вес снегового покрова  $S_g = 1,8$  кПа.
- сейсмичность района составляет 6 баллов.

Год ввода в эксплуатацию установки подготовки сернистой нефти – 2014 год, год ввода в эксплуатацию установки сероочистки попутного нефтяного газа – 2016 год. Технологическая схема установки подготовки сернистой нефти на УПСНГ XX НГКМ представлена в Приложении 1.

Описание технологической схемы установки подготовки сернистой нефти:

Водонефтяная эмульсия со скважин XX, XXX и XXXX месторождений, с обводненностью до 80 %, с температурой  $T = 0$  °С и давлением  $P = 0,4 \div 0,95$  МПа, через узел предварительного отбора газа, смеситель нейтрализатора сероводорода и блок фильтров поступает (на которых предусмотрен дистанционный контроль перепада давления) на предварительный нагрев в кожухотрубчатый теплообменник и, далее, с температурой  $T = 15$  °С на сепарацию и предварительный сброс воды в трехфазный нефтегазовый сепаратор, где происходит разделение и сепарация водонефтяной эмульсии при давлении  $0,35 \div 0,7$  МПа.

На входных/выходных потоках из теплообменника нагрева нефтяной эмульсии предусмотрены:

- местный и дистанционный контроль температуры нагреваемой среды – нефти;

- местный и дистанционный контроль давления нагреваемой среды – нефти;
- местный и дистанционный контроль температуры теплоносителя – теплофикационной воды;
- местный и дистанционный контроль давления теплоносителя – теплофикационной воды;
- температура выходного потока нефти из теплообменника поддерживается регулятором температуры, установленным на линии выхода теплоносителя (регулируя расход теплоносителя).

В нефтегазовом сепараторе со сбросом воды предусмотрены:

- местный и дистанционный контроль давления;
- местный и дистанционный контроль температуры;
- контроль и сигнализация минимального и максимального, аварийного уровня нефти;
- уровень нефти в нефтегазовом сепараторе поддерживается регулятором уровня, а также дублированием при срабатывании верхнего аварийного уровня – на открытие клапана и на закрытие клапана установленным на линии выхода нефти из сепаратора;
- межфазный уровень в нефтегазовом сепараторе поддерживается регулятором уровня, установленным на линии выхода пластовой воды из сепаратора.

В предварительно отсепарированную и обезвоженную нефть с обводненностью до 30 % после сепараторов, через смеситель (на котором предусмотрен дистанционный контроль перепада давления) подается деэмульгатор СНПХ-4315.

Далее нефть для более глубокой подготовки подается к аппаратам подготовки нефти «Хитер-тритер» тип 1 (1,2) и тип 2 (3,4). Аппараты подготовки нефти поставляются в блочном исполнении, со всеми необходимыми средствами автоматики, системами топливного газа, рециркуляции воды и т.п.

Исполнительные механизмы приводов клапанов КИПиА аппаратов подготовки нефти «Хитер-тритер» работают на воздухе КИПиА поэтому предусмотрена компрессорная воздуха КИПиА в блочно-модульном исполнении.

Схемой предусмотрена подача потока нефти с резервуара Р-101 к аппаратам подготовки нефти «Хитер-тритер» насосами сырой нефть.

Катализатор THIONOL и деэмульгатор СНПХ-4315 подаются от блока дозирования реагент.

В аппаратах подготовки нефти «Хитер-тритер» типа 1 происходит нагрев нефти до температуры 25 – 30 °С далее нагретая нефть проходит через коалесцеры, где происходит отделение основной части воды и газа.

Выделившаяся пластовая вода поступает на площадку подготовки пластовой в отстойники гидрофобные, где происходит очистка воды от нефтепродуктов и поступает в емкость дегазации Е-501 и далее насосами откачивается на УПН ХХ НГКМ, также имеется возможность подачи воды к резервуару технологическому.

Далее предварительно обезвоженная нефть с обводненностью до 5 % поступает к установкам «Хитер-тритер» типа 2, в поток нефти перед аппаратами «Хитер-тритер», насосами из емкости подается предварительно нагретая пресная вода с температурой 30° – 50 °С для снижения (отмывки) концентрации солей в количестве:

$$Q = 9 \div 12 \text{ м}^3/\text{ч} \text{ (} 10 \div 15 \% \text{ от объема нефти).}$$

Нагрев пресной воды предусмотрен в пластинчатом теплообменнике до 50 °С.

На входных/выходных потоках из теплообменника нагрева пресной воды предусмотрены:

- местный и дистанционный контроль температуры нагреваемой среды – пресной воды;
- местный и дистанционный контроль давления нагреваемой среды – пресной воды;

- местный и дистанционный контроль температуры теплоносителя – теплофикационной воды;

- местный и дистанционный контроль давления теплоносителя – теплофикационной воды.

В емкости пресной воды предусмотрены:

- местный контроль давления;
- местный и дистанционный контроль температуры;
- контроль и сигнализация минимального и максимального, аварийного уровня нефти. Пресная вода в емкость поступает с водозаборных скважин.

В аппаратах «Хитер-тритер» типа 2 под действием нагрева и электростатического поля происходит отделение остаточной воды, до обводненности не более 0,5 %. Пластовая вода, выделившаяся в аппаратах подготовки нефти типа 2, поступает к аппаратам типа 1.

Обессоленная нефть с остаточным содержанием воды до 0,5 % и хлористых солей до 100 мг/дм<sup>3</sup>, поступает в буферную емкость Е-101, где стабилизируется при давлении  $P = 0,05$  МПа, после чего поступает к насосам для откачки с замером количества в резервуарный парк товарной нефти существующей УПН ХХ НГКМ.

В стабилизационной емкости предусмотрены:

- местный и дистанционный контроль давления;
- местный и дистанционный контроль температуры;
- контроль и сигнализация минимального и максимального, аварийного уровня нефти;
- уровень нефти в емкости поддерживается регулятором расхода, установленным на линии нагнетания товарных насосов.

Газ, выделившийся на I ступени сепарации с давлением  $P = 0,35 \div 0,7$  МПа, через газоосушитель, через узел учета поступает на установку сероочистки газа.

Газ, выделившийся в аппаратах подготовки нефти «Хитер-тритек», буферной емкости Е-101, с давлением  $P = 0,05$  МПа поступает на дожимную компрессорную станцию низкого давления, где дожимается до давления  $P = 0,4 \div 0,7$  МПа и подается к установке сероочистки газа. Так же схемой предусмотрена возможность подачи данных потоков выделившегося газа, минуя компрессор на факельную установку.

Резервуар нефти Р-101 оснащен оборудованием, необходимым для его эксплуатации, в том числе:

- приемо-раздаточными устройствами с запорной арматурой;
- дыхательной и предохранительной арматурой;
- устройство для отбора проб нефти и подтоварной воды;
- устройством для слива подтоварной воды;
- противопожарным оборудованием.
- стояками для выхода нефти с разных уровней (3м. и 5м.)

В резервуаре Р-101 предусмотрены:

- местный и дистанционный контроль давления;
- местный и дистанционный контроль температуры;
- контроль и сигнализация минимального и максимального, аварийного уровня;

- межфазный уровень в резервуаре поддерживается регулятором уровня, установленным на линии нагнетания насосов перекачки пластовой воды из резервуаров;

- в целях безопасности трубопроводы подачи в резервуар отключаются двумя запорными арматурами. Коренные задвижки, установленные у резервуаров, с ручным управлением дублируются электрозадвижками, установленными за обвалованием резервуаров, с дистанционным управлением из операторной.

Вода пластовая из аппаратов подготовки нефти «Хитер-тритек», из технологического резервуара, а также стоки производственно-дождевой

канализации, подаются на вход отстойника гидрофобного. Нефть на заполнение жидкостного фильтра отстойника подается насосами.

Очищенная пластовая вода поступает в емкость-дегазатор Е-501 и далее насосами, с замером количества, откачивается в резервуарный парк действующей УПН ХХ НГКМ.

В отстойнике очистки пластовой воды предусмотрены:

- местный и дистанционный контроль температуры;
- местный и дистанционный контроль давления;
- контроль и сигнализация минимального, максимального и аварийного уровня;
- межфазный уровень в отстойнике поддерживается регулятором уровня, установленным на линии выхода очищенной воды из отстойника;
- уровень нефтяного слоя (уловленной нефти) поддерживается электромагнитным клапаном, установленным на линии выхода нефти из отстойника.

В емкости дегазации Е-501 предусмотрены:

- местный и дистанционный контроль давления;
- местный и дистанционный контроль температуры;
- контроль и сигнализация минимального и максимального, аварийного уровня нефти;
- уровень очищенной воды в емкости поддерживается регулятором расхода, установленным на линии нагнетания насосов.

### 3. Расчеты и аналитика

#### 3.1 Химические реагенты серии THIONOL

Реагенты серии THIONOL разработаны и успешно применяются для удаления сероводорода и меркаптанов из нефти.

Реагент THIONOL имеет разрешение на применение химического продукта в технологических процессах добычи и транспортировки нефти № 15339.RU.245850.06967.04.16. Катализатор THIONOL умеренно опасный по степени воздействия на организм химический реагент, класс опасности – «3» (паспорт безопасности от ФГУП «ВНИИ СМТ» № 63763845.21.40157).



Рисунок 5 – Разрешительная документация

Выпускается в виде водо- или нефтерастворимой добавки – реагента, не содержащего высокотоксичных и агрессивных компонентов (щелочь, формальдегид, и др.). Жидкая суспензия прозрачного, желтого или синего цвета, не является токсичной, коррозионноактивной. Реагент не оказывает

негативного влияния на товарную нефть, имеет температуру застывания минус 50 °С. Химическая формула отсутствует [17]. Компонентный состав катализатора THIONOL приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Компонентный состав катализатора THIONOL

№ п/п	Наименование компонента	Массовая доля, %	Гигиенические нормативы в воздухе рабочей зоны	
			ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
1	Фенотиазин	5 – 30	ОБУВ – 1(а)	Нет
2	Карбамид	5 – 30	10 (а)	3
3	Диэтаноламин <sup>+</sup>	5 – 30	5 (п + а)	3
4	Натрий гидроокись <sup>+</sup>	До 2	0,5 (а)	2
5	Вода	Остальное	Не установлена	Нет

Примечание: «п» – пары; «а» – аэрозоль; «+» – требуется специальная защита кожи и глаз

#### Преимущества технологии THIONOL:

- позволяет внедрить процесс демеркаптанзации нефти без капитальных затрат;
- не требует изменение параметров технологического режима (температура, давление и т.д.);
- не требует применения воздуха, что исключает потери нефти и сжигание на факеле отработанного воздуха регенерации щелочи с выбросом в атмосферу токсичного SO<sub>2</sub> (кислотные дожди)
- безотходна, проблем утилизации сернисто-щелочных стоков не возникает.

### 3.2 Лабораторные испытания реагентов серии THIONOL

В испытательной лаборатории ООО «ИНК» были проведены лабораторные испытания реагентов серии THIONOL (THIONOL Q для товарной нефти и THIONOL W для сырой нефти) на нефти XX, XXX и XXXX месторождений.

Для испытаний использовалась исходная сырая нефть и условно товарная (исходная нефть обессоленная, промытая пресной водой и обезвоженная).

В отобранной пробе производят определение массовой доли сероводорода, меркаптанов в нефти.

В коническую колбу емкостью 100 мл, добавляют 90 мл нефти с содержанием сероводорода и меркаптанов. Точное количество нефти определяют по разнице масс пустой колбы и колбы с нефтью путем взвешивания на весах лабораторных с пределами допускаемой погрешности не более  $\pm 0,01$  г. Расчетное количество реагента в колбу с нефтью при температуре 20 °С вводят шприцом дозатором.

После введения реагента колбу закрывают пробкой и ставят на постоянное перемешивание на магнитную мешалку в течение 2 часов (для эмульгирования реагента в нефти). После протекания реакции колбу снимают с мешалки затем:

- дают отстояться водной фазе в течение 10 минут, производят анализ на содержание сероводорода, меркаптанов в пробе нефти;
- пробу выдерживают 24 ч, затем проводят анализ на содержание сероводорода, меркаптанов в пробе нефти.

Расход реагента определяется исходя из содержания сероводорода и меркаптанов в нефти.

Расчет количества реагента [17]:

Для THIONOL Q / на 1 ppm  $H_2S+CH_3SH+C_2H_5SH$ : 1 ppm реагента; Для THIONOL W / на 1 ppm  $H_2S+CH_3SH+C_2H_5SH$ : 3 ppm реагента;

Например:

Если в нефти 300 ppm  $H_2S$ , 1000 ppm  $CH_3SH+C_2H_5SH$  тогда количество вводимого реагента THIONOL 1300 г/т или 3900 г/т.

#### 4. Результаты и их обсуждения

Результаты лабораторных испытаний нефти XX, XXX и XXXX месторождений приведены в таблицах 9 – 14:

Таблица 9 – Нефть XX месторождения + THIONOL Q, дозировка 1:1  
(товарная нефть)

№ пробы	Содержание, ppm					
	До эксперимента		После эксперимента			
			Время реакции 2 часа		Время реакции 24 часа	
	H <sub>2</sub> S	CH <sub>3</sub> SH + C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH	H <sub>2</sub> S	CH <sub>3</sub> SH + C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH	H <sub>2</sub> S	CH <sub>3</sub> SH + C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH
1	15,4	114,1	0	72,3	0	0
2	14,0	107,1	0	80,7	0	0
3	12,2	92,7	0	68,9	0	0
4	17,7	128,4	0	90,0	0	0
5	14,5	95,8	0	63,3	0	0

Таблица 10 – Нефть XX месторождения + THIONOL W, дозировка 1:3 (сырая нефть)

Куст	Скважина	Содержание, ppm					
		До эксперимента		После эксперимента			
				Время реакции 2 часа		Время реакции 24 часа	
		H <sub>2</sub> S	CH <sub>3</sub> SH + C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH	H <sub>2</sub> S	CH <sub>3</sub> SH + C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH	H <sub>2</sub> S	CH <sub>3</sub> SH + C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH
У	n	23,3	205,2	0	180,6	0	0
УУ	nn	48,1	212,4	0	184,0	0	0
УУУ	nnn	51,4	236,0	0	205,1	0	0

Куст	Скважина	Содержание, ppm					
		До эксперимента		После эксперимента			
				Время реакции 2 часа		Время реакции 24 часа	
		H <sub>2</sub> S	CH <sub>3</sub> SH + C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH	H <sub>2</sub> S	CH <sub>3</sub> SH + C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH	H <sub>2</sub> S	CH <sub>3</sub> SH + C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH
УУ	m	59,4	262,2	0	238,2	0	0
УУ	mm	65,9	280,4	0	269,3	0	0

Таблица 11 – Нефть XXX месторождения + THIONOL Q,  
дозировка 1:1 (товарная нефть)

№ пробы	Содержание, ppm					
	До эксперимента		После эксперимента			
			Время реакции 2 часа		Время реакции 24 часа	
	H <sub>2</sub> S	CH <sub>3</sub> SH + C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH	H <sub>2</sub> S	CH <sub>3</sub> SH + C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH	H <sub>2</sub> S	CH <sub>3</sub> SH + C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH
1	17,6	124,5	0	92,1	0	0
2	14,4	115,1	2,2	90,4	0	0
3	22,8	192,2	0	188,9	0	7,9
4	37,7	248,0	5,6	210,0	0	10,8
5	24,5	215,8	0	183,3	0	0

Таблица 12 – Нефть ХХХ месторождения + THIONOL W,  
дозировка 1:3 (сырая нефть)

Куст	Скважина	Содержание, ppm					
		До эксперимента		После эксперимента			
				Время реакции 2 часа		Время реакции 24 часа	
		H <sub>2</sub> S	CH <sub>3</sub> SH + C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH	H <sub>2</sub> S	CH <sub>3</sub> SH + C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH	H <sub>2</sub> S	CH <sub>3</sub> SH + C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH
У	с	26,4	215,6	0	190,6	0	0
У	сс	58,3	232,4	0	199,0	0	0
УУ	б	61,9	256,6	0	215,0	0	0
УУ	bb	59,6	290,2	0	268,4	0	0
УУ	bbb	69,9	300,4	0	299,5	0	0

Таблица 13 – Нефть ХХХХ месторождения +  
THIONOL Q, дозировка 1:1 (товарная нефть)

№ пробы	Содержание, ppm					
	До эксперимента		После эксперимента			
			Время реакции 2 часа		Время реакции 24 часа	
	H <sub>2</sub> S	CH <sub>3</sub> SH + C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH	H <sub>2</sub> S	CH <sub>3</sub> SH + C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH	H <sub>2</sub> S	CH <sub>3</sub> SH + C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH
1	240,0	970,0	6,0	723,0	0	7,0
2	150,4	608,0	4,3	421,4	0	0
3	210,4	709,6	0	436,1	0	6,8
4	235,8	845,7	8,0	500,3	0	4,2
5	218,0	1126,0	13,0	871,6	0	0

Таблица 14 – Нефть ХХХХ месторождения +  
 THIONOL W, дозировка 1:3 (сырая нефть)

Куст	Скважина	Содержание, ppm					
		До эксперимента		После эксперимента			
				Время реакции 2 часа		Время реакции 24 часа	
		H <sub>2</sub> S	CH <sub>3</sub> SH + C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH	H <sub>2</sub> S	CH <sub>3</sub> SH + C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH	H <sub>2</sub> S	CH <sub>3</sub> SH + C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH
z	o	350,0	1470,0	6,0	1125,0	0	17,0
z	oo	200,2	1000,0	4,3	750,6	0	2,2
z	ooo	280,4	1702,6	0	929,1	0	26,8
z	a	265,8	1545,0	8,0	1055,1	0	8,2
z	aa	510,0	1846,0	13,0	1571,0	0	6,0

При проведении лабораторных испытаний реагент THIONOL (как марка Q для товарной нефти, так и марка W для сырой нефти) показал возможность снижения содержания сероводорода, меркаптанов в нефти до требований к виду 1 ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия».

Рекомендованное время контакта реагента с нефтью - 24 часа.

Исследованные поглотители показали высокую эффективность по удалению сероводорода и меркаптанов в нефти ХХ, ХХХ и ХХХХ месторождений. Данная технология безотходна (отсутствие трудно утилизируемых щелочных стоков) и позволяет сохранить потенциал легких фракций.

При высоком содержании сероводорода, меркаптанов в нефти рекомендовано использовать на установке подготовки сернистой нефти ХХ

НГКМ реагент THIONOL марки W для исключения

коррозии оборудования и трубопроводов при подготовке и транспортировке нефти.

При использовании реагента THIONOL происходит необратимое связывание сероводорода и меркаптанов.

Удаление сероводорода и меркаптанов при использовании реагента THIONOL происходит путем дозирования реагента в поток нефти. Снижение содержания активной серы происходит непосредственно в нефти, путем прямой каталитической конверсии меркаптанов и сероводорода в дисульфиды.

Химизм процесса основан на окислении сероводорода и меркаптанов. Сероводород окисляется до некоррозионных соединений серы с валентностью 4-6 (сульфиты, тиосульфаты, сульфаты и т.д.) по следующим реакциям:



Важно отметить, что все продукты реакции не являются коррозионно-активными соединениями и не оказывают негативного влияния на качество товарной нефти (содержание хлористых солей, содержание механических примесей, плотность и т.д.)

Химизм процесса удаления меркаптанов основан на их окислении до соответствующих дисульфидов по реакции:



Продукты данной реакции также остаются в товарной нефти, не оказывая негативного влияния на ее свойства.

## **5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

В данной исследовательской работе рассматриваются альтернативные технологии удаления сероводорода и меркаптанов из нефти химическими реагентами серии THIONOL на УПСНГ XX НГКМ. Обоснование проведения данной работы является целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

### **5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований**

#### **Потенциальные потребители результатов исследования**

Потенциальные потребители – предприятия, специализирующиеся в нефтегазовой отрасли, в частности – нефтедобывающие компании. Установки подготовки сернистой нефти используются на любом предприятии, на котором производится добыча нефти с высоким содержанием сероводорода и меркаптанов, например, АО «НК «Нефтис», ТОО «Казахойл Актобе», а также ООО «Иркутская нефтяная компания». Провели сегментирование рынка услуг, представив его в виде таблицы 9.

Таблица 9 – Карта сегментирования рынка услуг

Добыча нефти	Размер компании		
	Крупные	Средние	Мелкие
С высоким содержанием сероводорода и меркаптанов			
С низким содержанием сероводорода и меркаптанов			

Как видно из карты сегментирования, наибольший интерес представляют крупные и средние компании, поэтому именно на них и стоит ориентироваться.

#### **Анализ конкурентных технических решений**

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают

в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим конкурентам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. В качестве конкурентных разработок для удаления сероводорода и меркаптанов из нефти на установке подготовки сернистой нефти ХХ НГКМ, выбраны триазиновые поглотители и поглатители на формальдегидной основе. Оценочная карта для сравнения характеристик конкурентных технических решений (разработок) представлена в таблице 10, где  $B_{\phi}$  – химический реагент серии THIONOL;  $B_{к1}$  – триазиновый поглотитель;  $B_{к2}$  – поглатитель сероводорода на формальдегидной основе.

Таблица 10 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентно-способность		
		$B_{\phi}$	$B_{к1}$	$B_{к2}$	$K_{\phi}$	$K_{к1}$	$K_{к2}$
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Простота эксплуатации	0,3	5	3	3	1,5	0,9	0,9
2. Энергоэкономичность	0,1	5	3	3	0,5	0,3	0,3
3. Безопасность	0,2	4	2	1	0,8	0,4	0,2
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность продукта	0,2	5	3	1	1,0	0,6	0,2
2. Цена	0,2	4	3	3	0,8	0,6	0,6
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>24</b>	<b>6</b>	<b>11</b>	<b>4,7</b>	<b>2,8</b>	<b>2,2</b>

Из таблицы 10 видно, что – химический реагент серии THIONOL, выбранный для удаления сероводорода и меркаптанов в нефти, является более конкурентоспособным в сравнении с применением триазинового поглотителя или поглотителя на формальдегидной основе.

## SWOT-анализ

SWOT (Strengths – сильные стороны, Weaknesses – слабые стороны, Opportunities – возможности и Threats – угрозы) – это комплексный анализ какого-либо предприятия или дела, в данном случае – научно-исследовательской работы. SWOT-анализ применяется для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Таблица 11 – матрица SWOT (первый этап)

	<b>Сильные стороны научно- исследовательской работы:</b>	<b>Слабые стороны научно- исследовательской работы:</b>
	<p>С1. Заявленная экономичность при внедрении технологии на производстве;</p> <p>С2. Экологичность технологии;</p> <p>С3. Высокая эффективность по удалению сероводорода и меркаптанов в нефти</p>	<p>Сл1. Индивидуальный подбор компонентного состава химического реагента – для разных видов нефти;</p> <p>Сл2. Отсутствие прототипа научной разработки;</p> <p>Сл3. Сокращение рабочих мест</p>
<b>Возможности:</b> В1. Повысить добычу сернистой нефти; В 2. Ужесточение экологических требований со стороны государства к нефтедобывающим компаниям;		

В3. Небольшое количество конкурентов		
<b>Угрозы:</b> У1. Появление более эффективного реагента; У2. Несвоевременная поставка реагента; У3. Рост темпов инфляции, налогов		

Использование интерактивной матрицы работы помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT.

Таблица 12 – интерактивная матрица работы (второй этап)

<b>Сильные стороны работы</b>			
Возможности проекта	С1	С2	С3
В1	+	+	+
В2	-	+	+
В3	+	-	-
<b>Сильные стороны работы</b>			
Угрозы проекта	С1	С2	С3
У1	+	+	+
У2	-	-	-
У3	-	-	-
<b>Слабые стороны работы</b>			
Возможности проекта	Сл1	Сл2	Сл3
В1	-	-	-
В2	+	-	-

В3	-	+	-
<b>Слабые стороны работы</b>			
Угрозы проекта	Сл1	Сл2	Сл3
У1	-	-	-
У2	-	0	-
У3	+	+	+

Таблица 13 – итоговая матрица SWOT (третий этап)

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательской работы:</b></p> <p>С1. Заявленная экономичность при внедрении технологии на производстве;</p> <p>С2. Экологичность технологии;</p> <p>С3. Высокая эффективность по удалению сероводорода и меркаптанов в нефти</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательской работы:</b></p> <p>Сл1. Индивидуальный подбор компонентного состава химического реагента – для разных видов нефти;</p> <p>Сл2. Отсутствие прототипа научной разработки;</p> <p>Сл3. Сокращение рабочих мест</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Повысить добычу сернистой нефти</p>	<p>С1,С2,С3 – все сильные стороны проекта могут в будущем вызвать появление дополнительного спроса на продукт</p>	
<p>В 2. Ужесточение</p>	<p>С2, С3 – экологичность</p>	<p>Сл2 – отсутствие</p>

экологических требований со стороны государства к нефтедобывающим компаниям	технологии оправдывает ее применения, так как экологические требования к нефтедобывающим компаниям возрастают	прототипа научной разработки может вызвать сомнения в ее эффективности у потенциального покупателя
В3. Небольшое количество конкурентов	С1 – поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет Экономичности при внедрении	Сл1 – наработка и укрепление конкурентных преимуществ продукта
<b>Угрозы:</b> У1. Появление более эффективного реагента	С1,С2,С3 – риск усовершенствования конкурирующих технологий и увеличения их показателей качества	
У2. Несвоевременная поставка реагента		
У3. Рост темпов инфляции, налогов		Сл1,Сл2,Сл3 – постоянный рост инфляции, налогов, пошлин не позволяют в полной мере продемонстрировать эффективность технологии

## 5.2 Планирование научно-исследовательских работ

### Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научно-исследовательской работы сформирована группа из следующего состава: студент, соискатель степени бакалавра, научный руководитель, отвечающий за выполнение студентом ВКР, консультант по части социальной ответственности и консультант по части финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Перечень этапов и работ в рамках проведения научно-исследовательского проекта представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	Составление и утверждение технического задания	Руководитель, студент
Выбор направления исследований	Подбор и изучение материала по теме	Студент
	Выбор направления исследования	Руководитель, студент
	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, студент
Теоретические и экспериментальные исследования	Составление литературного обзора ВКР	Студент
	Проведение исследования альтернативных химических реагентов	Руководитель, студент
Обобщение и оценка результатов	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, студент
	Обсуждение результатов	Руководитель, студент
Выполнение иных разделов ВКР	Сбор информации и оформление результатов раздела СО	Студент

	Подбор данных и оформление раздела финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Студент
Разработка технической документации и проектирование	Оформление пояснительной записки ВКР	Студент
	Рецензирование	Руководитель
Защита научно-исследовательской работы	Подготовка к защите ВКР	Руководитель, студент
	Защита ВКР	Студент

### Определение трудоемкости работ

Трудоемкость выполнения проекта оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое

вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы и рассчитывается по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

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

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

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

Продолжительность работ представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Временные показатели проведения научного исследования

Наименование этапа	Количество человек	Продолжительность работ, дн			$T_{pi}$ , дн
		$t_{min}$	$t_{max}$	$t_{ож}$	
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	1	2	1	1
Подбор и изучение материала по теме	Студент	5	7	6	6
Выбор направления исследования	Руководитель	1	1	1	1
	Студент	2	3	3	3
Календарное планирование работ по теме	Руководитель	1	1	1	1
	Студент	1	2	2	2
Составление литературного обзора ВКР	Студент	7	12	9	9
Проведение исследования альтернативных химических реагентов	Руководитель	1	3	2	2
	Студент	8	14	10	10
Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	1	3	2	2
	Студент	1	3	2	2
Обсуждение результатов	Руководитель	2	3	2	2
	Студент	2	3	2	2
Сбор информации и оформление	Студент	5	9	7	7

Наименование этапа	Количество человек	Продолжительность работ, дн			T <sub>pi</sub> , дн
		t <sub>min</sub>	t <sub>max</sub>	t <sub>ож</sub>	
результатов раздела СО					
Подбор данных и оформление раздела финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Студент	6	11	8	8
Оформление пояснительной записки ВКР	Студент	10	16	12	12
Рецензирование	Руководитель	1	4	2	2
Подготовка к защите ВКР	Руководитель	8	10	9	9
	Студент	8	10	9	9
Защита ВКР	Студент	1	1	1	1
<b>Всего дней</b>	<b>Руководитель</b>				<b>20</b>
	<b>Студент</b>				<b>71</b>

### Разработка графика проведения научного исследования

Выполнение ВКР является небольшим по объему исследованием, поэтому наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. План-график научного исследования альтернативных технологий удаления сероводорода и меркаптанов из нефти химическими реагентами, представлен в таблице 16.

Таблица 16 – План-график научного исследования

Вид работ	Исполнители	T <sub>pi</sub>	Продолжительность выполнения работ											
			Март			Апрель			Май					
			1	2	3	1	2	3	1	2	3			
Составление и утверждение технического задания	Р	1	█											
Подбор и изучение материала по теме	С	6	█	█										
Выбор направления исследования	Р, С	4		█	█									
Календарное планирование работ по теме	Р, С	3		█	█	█								
Составление литературного обзора ВКР	С	9			█	█	█	█						
Проведение исследования альтернативных химических реагентов	Р, С	12				█	█	█	█	█				
Оценка эффективности полученных результатов	Р, С	4						█	█	█	█			
Обсуждение результатов	Р, С	4						█	█	█	█			
Сбор информации и оформление результатов раздела СО	С	7							█	█	█	█	█	
Подбор данных и оформление раздела финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	С	8								█	█	█	█	█
Оформление пояснительной записки ВКР	С	12									█	█	█	█
Рецензирование	Р	2										█	█	
Подготовка к защите ВКР	Р, С	18											█	█
Защита ВКР	С	1												█

█ – руководитель; █ – руководитель и студент; █ – студент

### 5.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Бюджет НТИ формируется исходя из предполагаемых затрат, которые распределяются по следующим группам [15]:

- материальные затраты НТИ;

- затраты на оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).

### Материальные затраты НИИ

Материальные затраты необходимые для данной разработки отражены в таблице 17. Исполнение 1 – химический реагент серии THIONOL. Исполнение 2 – триазиновый поглотитель. Исполнение 3 – поглатитель на формальдегидной основе.

Таблица 17 – Материальные затраты

Наименование	Ед. измерения	Количество			Цена за ед., тыс. руб			Затраты на материалы, (З <sub>м</sub> ), тыс. руб.		
		Исп1	Исп2	Исп3	Исп1	Исп2	Исп3	Исп1	Исп2	Исп3
Нефть	кг	10	10	10	0,15	0,15	0,15	1,5	1,5	1,5
Реагент		1	2	2	0,2	0,25	0,3	0,2	0,5	0,6
Гексан		2	2	2	0,45	0,45	0,45	0,9	0,9	0,9
<b>Итого:</b>								<b>2,6</b>	<b>2,9</b>	<b>3,0</b>

### Затраты на специальное оборудование

Расчет затрат на специальное оборудование для проведения исследования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене, представлен в виде таблицы 18.

Таблица 18 – Затраты на специальное оборудование

Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования, шт	Цена единицы оборудования, тыс. руб	Общая стоимость оборудования, тыс. руб*
Хроматограф Кристалл	1	1260	189

Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования, шт	Цена единицы оборудования, тыс. руб	Общая стоимость оборудования, тыс. руб*
Компьютер	1	40	6
Принтер	1	6	0,9
Шприц для введения пробы	1	2,5	2,5
Коническая колба 100 мл	10	0,09	0,9
Септа	10	0,06	0,6
<b>Итого:</b>			<b>200,2</b>

\* стоимость оборудования учитывается в виде амортизационных отчислений в размере 15 % от его цены.

### **Расчет основной и дополнительной заработной платы**

Статья включает в себя основную заработную плату участников исследования (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату, общая заработная плата рассчитывается по формуле:

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

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

$Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата.

Размер основной заработной платы руководителя от предприятия (при его наличии) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} + T_{раб}$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_{раб}$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}$$

где  $Z_m$  – 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;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научнотехнического персонала, раб. дн.

Таблица 19 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Научный руководитель проекта	Специалист по проекту - студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:		
- выходные дни	51	51
- праздничные дни	14	14
Потери раб. времени:		
- отпуск	48	48
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд раб. времени, раб. дн.	251	251

Месячный должностной оклад работника рассчитывается по формуле:

$$Z_m = Z_6 \cdot (k_{пр} + k_d) \cdot k_p$$

где  $Z_6$  – базовый оклад, руб.;

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда);

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок;

$k_p$  – районный коэффициент.

Численность исследователей равна 2. В исследовательскую группу входит руководитель (преподаватель) и студент.

Для расчетов принято: должностной оклад руководителя (преподавателя), согласно доступным данным составляет 25400 рубля в

месяц; стипендия студента-бакалавра составляет 2800 рублей в месяц; коэффициент доплат и надбавок  $k_d = 0,15$ ; размер отчислений во внебюджетные фонды – 27,1%; коэффициент дополнительной заработной платы  $K_d = 0,13$ ; районный коэффициент для Томска  $k_p = 1,3$ ; премиальный коэффициент  $k_{пр} = 0,3$ .

Рассчитали месячный должностной оклад преподавателя:

$$Z_m = 25400 \cdot (1,3 + 0,15) \cdot 1,3 = 47879 \text{ руб.}$$

Рассчитали среднедневную заработную плату преподавателя:

$$Z_{дн} = (47879 \cdot 10,4)/251 = 1983,83 \text{ руб.}$$

Рассчитали основную заработную плату преподавателя:

$$Z_{осн} = 1983,83 \cdot 20 = 39676,6 \text{ руб.}$$

Рассчитали дополнительную заработную плату преподавателя по формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}$$

$$Z_{доп} = 0,13 \cdot 39676,6 = 5157,96 \text{ руб.}$$

Рассчитали среднедневную заработную плату студента:

$$Z_{дн} = (2800 \cdot 10,4)/251 = 116,02 \text{ руб.}$$

Рассчитали основную заработную плату студента:

$$Z_{осн} = 116,02 \cdot 71 = 2320,4 \text{ руб.}$$

К стипендии студента дополнительной заработной платы не предусмотрено. Основная и дополнительная заработная плата участников исследования представлена в виде таблицы.

Таблица 20 – Заработная плата студента и преподавателя

Исполнители	$Z_b$ , руб	$Z_m$ , руб	$Z_{дн}$ , руб	Тр, раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб	$Z_{доп}$ , руб
Руководитель	25400	47848	1983,83	20	39676,6	5157,96
Студент	2800	2800	116,02	71	8237,42	-

Рассчитали отчисления во внебюджетные фонды (30 %) по формуле:

$$Z_{внеб} = 0,30 \cdot ЗП$$

Где  $Z_{\text{внеб}}$  – отчисления во внебюджетные фонды;

ЗП – общая зарплата.

Таблица 21 – Расчет отчислений во внебюджетные фонды

Исполнители	Заработная плата, руб	Отчисления, руб
Руководитель	44834,56	13450,37
Студент	8237,42	2471,23
<b>Итого:</b>	<b>53071,98</b>	<b>15921,60</b>

### Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведено в таблице 22.

Таблица 22 – Бюджет затрат на научно-исследовательский проект

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.		
	Исп 1	Исп 2	Исп 3
Материальные затраты НИИ	2,6	2,9	3,0
Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	200,2	200,2	200,2
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	53,07	53,07	53,07
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	5,16	5,16	5,16
Отчисления во внебюджетные фонды	15,92	15,92	15,92
<b>Бюджет затрат НИИ</b>	<b>276,95</b>	<b>277,25</b>	<b>277,35</b>

#### 5.4 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной 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. Определили интегральный финансовый показатель разработки для выбранных вариантов исполнения исследования по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}$$

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-исследовательской работы (в т.ч. аналоги).

$$I_{\text{исп}1} = 108,33 / 136,33 = 0,79$$

$$I_{\text{исп}2} = 121,33 / 136,33 = 0,89$$

$$I_{\text{исп}3} = 136,33 / 136,33 = 1$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования определили следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$b_i^a, b_i^p$  – балльная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

$n$  – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 23.

Таблица 23 – Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности исследования

Критерии / Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп 1	Исп 2	Исп 3
Эффективность удаления сероводорода и меркаптанов из нефти	0,5	5	4	2
Экологичность технологии	0,3	4	2	0
Простота использования	0,2	5	3	3
<b>Итого:</b>	<b>1</b>	<b>4,7</b>	<b>3</b>	<b>1,7</b>

Расчитали интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки:

$$I_{\text{исп 1 (инт)}} = 4,7 / 0,79 = 5,95$$

$$I_{\text{исп 2 (инт)}} = 3 / 0,89 = 3,37$$

$$I_{\text{исп 3 (инт)}} = 1,7 / 1 = 1,7$$

Сравнительная эффективность разработки определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп 1}}}{I_{\text{исп 2}}}$$

и представлена в таблице 24.

Таблица 24 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Исп 1	Исп 2	Исп 3
Интегральный финансовый показатель разработки	0,79	0,89	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,7	3,37	1,7
Интегральный показатель эффективности	5,95	3,37	1,7
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,6	0,3

### **Заключение к разделу**

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение проведен сравнительный анализ применения трех технологий для удаления сероводорода и меркаптанов из нефти. Рассмотрено применение химического реагента серии THIONOL, триазинового поглотителя и поглатителя на формальдегидной основе. Сравнение рассчитанных интегральных показателей эффективности разработок обосновало применение химического реагента серии THIONOL для удаления сероводорода и меркаптанов из нефти.

## **6. Социальная ответственность**

В настоящее время требования к социальной ответственности предприятий нефтегазовой отрасли приобретают все большее значение. В теории и практике утвердилось понятие о корпоративной ответственности предприятий.

В данной выпускной квалификационной работе рассматриваются альтернативные технологии удаления сероводорода и меркаптанов из нефти химическими реагентами на установке подготовки сернистой нефти Общества с ограниченной ответственностью «Иркутская нефтяная компания».

ООО «ИНК» стремится принимать все меры, направленные на сохранение благоприятной окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов на своих месторождениях и лицензионных участках недр.

В компании разрабатываются и реализуются социальные и благотворительные программы, направленные на повышение качества жизни населения и ускорение экономического развития территорий стратегических интересов холдинга.

Компания создает безопасные условия труда, совершенствует производственные процессы, инвестирует в повышение квалификации сотрудников, обеспечивает соблюдение производственной дисциплины, что позволяет минимизировать риски и предотвратить возникновение несчастных случаев [13].

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

Установка подготовки сернистой нефти является опасным производственным объектом, при эксплуатации которого, а также при ремонтно-профилактических работах необходимо строго соблюдать меры безопасности, предусмотренные Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и

газовой промышленности» от 19.04.2013 N 28222, выполнять требования Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ.

Государственные гарантии трудовых прав и свобод граждан, создание благоприятных условий труда, защита прав и интересов работников и работодателей соблюдаются в соответствии с "Трудовым кодексом Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ.

Все работники, занятые на производстве, должны проходить медосмотр. К работам на объектах допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие соответствующее обучение и аттестацию по безопасным методам ведения работ.

При работах с вредными и опасными условиями, в особых температурных условиях или в загрязненных условиях, в соответствии с типовыми нормами работникам бесплатно выдаются специальная одежда, специальная обувь, другие средства индивидуальной защиты (средства защиты органов зрения, средства защиты органов дыхания), а также смывающие и (или) обезвреживающие средства в соответствии Приказу Минтруда России от 09.12.2014 N 997н "Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам сквозных профессий и должностей всех видов экономической деятельности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением" (Зарегистрировано в Минюсте России 26.02.2015 N 36213).

Работникам предоставляются дополнительные отпуска, устанавливаются гарантии и компенсации, предусмотренные в Законе РФ "О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях" от 19 февраля 1993 г. N 4520-1.

## 6.2 Производственная безопасность

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» перечень опасных и вредных факторов, характерных для производственной среды установки подготовки сернистой нефти, представлен в таблице 25 [14].

Таблица 25 – Перечень опасных и вредных факторов на УПСНГ

№ п/п	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
		Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1	Повышенный уровень шума на рабочем месте	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-14 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности»
2	Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов, рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
3	Химические производственные факторы			+	ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»
4	Возможность накопления зарядов статического электричества	+	+	+	ГОСТ 12.1.018-93 «ССБТ. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования»

№ п/п	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
		Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
5	Опасность травмирования персонала вращающимися частями оборудования, а также фрагментами оборудования при их аварийном разрушении	+	+	+	ГОСТ 12.2.003–91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»

### **6.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов Повышенный уровень шума на рабочем месте:**

Источниками шума на УПСНГ являются насосы, трубопроводы для перемещения жидкостей и газов. С физической точки зрения шум рассматривается как звуковой процесс, необходимый для восприятия, мешающий разговорной речи и отрицательно влияющий на здоровье человека. При длительном воздействии шума снижается острота слуха, нарушается сердечно-сосудистая, центральная система, происходит нарушение координации движения. Весь комплекс изменений, возникающих в организме человека при длительном воздействии шума, рассматривается как «шумовая болезнь» [20]. Для борьбы с шумом организуют такие мероприятия, как звукоотражение, звукоизоляция и звукопоглощение. Если после проведения этих мероприятий уровень шума превышает норму на рабочих местах, то необходимо применять индивидуальные средства защиты (антифоны, наушники, шлемофоны). К индивидуальным средствам защиты от вибрации относят виброизолирующая обувь.

### **Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны:**

Влияние температуры окружающей среды на человека обусловлено наличием функциональных систем терморегуляции организма, постоянным тепловым обменом организма с окружающей средой. Поэтому все работы на

производстве проводятся в специальных защитных средствах, предусмотренных по ГОСТ 12.4.011–89 «ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация». При выполнении работ при низких температурах на открытом воздухе и в неотапливаемых помещениях основным опасным производственным фактором, который может привести к несчастным случаям, является обморожение от воздействия низкой температуры. Специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты выдаются согласно «Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением», утвержденных приказом № 970н от 09.12.09 г. Министерством здравоохранения и социального развития РФ.

#### **Химические производственные факторы:**

Вредное действие оказывают нефть и химические реагенты на кожу человека, а пары и газы – на органы дыхания. Основными источниками вредных для здоровья человека продуктов являются: выхлопы газообразных нефтепродуктов от дыхательных клапанов дренажных емкостей; «дыхание» резервуара нефти, а также блоков дозирования химических реагентов. На УПСНГ имеются объекты, где не исключена возможность выделения в воздушную среду токсичных паров (газов). А также при проведении газоопасных ремонтных или очистных работ в емкостях и резервуарах, а также при отпуске и приеме нефти открытым способом. В технологическом процессе в качестве химического реагента применяются катализаторы серии THIONOL умеренно опасный по степени воздействия на организм химический реагент, класс опасности – «3» [17]. Средства защиты от токсичных производственных факторов: спецодежда зимняя и летняя, предназначенная для защиты рабочих от вредного воздействия нефти и нефтепродуктов; противогазы, для защиты органов дыхания и зрения

(фильтрующие с коробкой марки "А" и шланговые типа ПШ 2; резиновые перчатки и резиновые фартуки.

Для защиты работающих от вредного воздействия газов и паров перекачиваемых продуктов применяются средства коллективной защиты – система вентиляции закрытых помещений. Включение системы вытяжной вентиляции производится автоматически при увеличении концентрации до 10 % нижнего предела распространения пламени.

#### **Возможность накапливания зарядов статического электричества:**

Для обеспечения безопасности персонала от поражения электрическим током при нарушении изоляции предусматривается защитное заземление (зануление). Заземлению подлежат нейтрали трансформаторов, все металлические нетоковедущие корпуса электрооборудования, кабельные конструкции, трубы электропроводки, броня кабелей, корпуса насосов и технологического оборудования.

В соответствии с РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений» предусматривается защита сооружений от прямых ударов молнии, ее вторичных проявлений и защита от статического электричества.

Защита от статического электричества обеспечивается присоединением всего оборудования, находящегося в зданиях и сооружениях, к защитному заземлению.

#### **Движущиеся машины и механизмы:**

Возможность получения механических травм при нарушении правил техники безопасности обслуживания движущихся и вращающихся частей механизмов (вентиляторы, насосы, компрессора, подъемные механизмы и др.), что в результате может вызвать ушибы, травмы, сдавливания конечностей и переломы обслуживающего персонала. А также при несоблюдении правил работы на высоте и не использования соответствующей спецодежды, в результате ДТП. Основные требования безопасности, которым должно соответствовать находящееся в эксплуатации

производственное оборудование описаны в ПОТ Р О-14000-002-98 «Положение. Обеспечение безопасности производственного оборудования». Для защиты персонала от механических повреждений используют спецодежду, спецобувь – средства защиты рук, ног, головы и лица.

### **6.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)**

Установка подготовки сернистой нефти ХХ НГКМ относится к категории пожаровзрывоопасных, вредных производств. Основой безопасного ведения технологического процесса является соблюдение норм технологического режима [14]. Обслуживающий персонал обязан выполнять следующие основные правила:

- перед началом смены произвести осмотр рабочего места, проверить состояние технологического процесса, работу оборудования, его герметичность, исправность электрооборудования, канализационных сооружений, наличие и исправность противопожарного оборудования, а в случае обнаружения неполадок, угрожающих опасности, принять меры к их немедленному устранению;
- вести технологический режим в соответствии с технологическим регламентом;
- не допускать резких изменений давления в аппаратах и трубопроводах во избежание их разгерметизации;
- при обнаружении утечек нефтепродукта неисправный участок отключить и принять меры по устранению пропуска, уборке нефтепродукта, а в случае необходимости остановить объект;
- следить за уровнем жидкости в аппаратах.

С целью снижения уровней воздействия опасных и вредных факторов на сотрудника УПСНГ ХХ НГКМ предусматриваются следующие мероприятия:

- технологическое оборудование размещается на открытых площадках, что уменьшает вероятность создания взрывопожароопасных зон;

- по периметру площадки ограждаются бортиком из бортового камня или сборных бетонных блоков (в зависимости от высоты ограждения) в целях предотвращения проникновения в грунт нефтепродуктов при их разливе в аварийных ситуациях;

- технологический процесс герметизирован;
- технологический процесс ведется по непрерывной схеме;
- в целях безопасности технологического процесса, в соответствии с требованиями нормативно-технической документации предусмотрена запорная арматура с электрическим приводом. Управление арматурой осуществляется местно или дистанционно.

- при аварийном приеме нефти выделившийся газ сжигается на факеле высокого давления. На нефтегазовых сепараторах предусмотрена электроприводная арматура с дистанционным управлением, позволяющая переключать газовые потоки в нужном направлении;

- для местной сигнализации о достигнутых порогах концентрации сероводорода  $10 \text{ мг/м}^3$  (предупредительная сигнализация) и  $40 \text{ мг/м}^3$  (аварийная сигнализация) и дозврывоопасной концентрации 20% НКПР (предупредительная сигнализация) и 50% НКПР (аварийная сигнализация) предусматривается установка у входа на контролируемые площадки 29 шт. постов сигнализации с двумя световыми и звуковым сигналами. Контроль ПДК формальдегида предусматривается переносным индивидуальным газосигнализатором;

- класс герметичности арматуры – А, согласно требований ГОСТ Р 54808-2011 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов»;

- для защиты оборудования от превышения давления установлены предохранительные клапаны со сбросом газа в факельную систему;

- предусматривается защитное заземление, автоматическое отключение питания, уравнивание потенциалов для обеспечения безопасности обслуживающего персонала от поражения электрическим током.

Объем автоматизации обусловлен характером технологических процессов, выполняемых на УПСНГ ХХ НГКМ.

### 6.3 Экологическая безопасность

Защиту селитебной зоны производить не нужно, так как УПСНГ ХХ НГКМ находится на удаленном расстоянии от зон жилых застроек.

#### Анализ воздействия объекта на атмосферу:

В процессе эксплуатации на УПСНГ оборудования, аппаратуры и коммуникаций, вследствие появления неплотностей за счет температурных деформаций и износа, в результате механического или коррозионно-эрозионного разрушения материалов в атмосферу начинают выделяться вредные вещества.

Все источники выбросов подразделяются на организованные и неорганизованные. Организованным называется источник загрязнения атмосферы, оборудованный устройством для направленного вывода в атмосферу загрязняющих веществ. К неорганизованным источникам относятся утечки через неплотности подвижных и неподвижных соединений технологического оборудования. Неорганизованный источник, в отличие от организованного, не имеет специального устройства для вывода загрязняющих веществ в атмосферу. Виды загрязнений, поступающие в атмосферу, перечислены в таблице 26.

Таблица 26 – Выбросы в атмосферу

№ п/п	Наименование места выброса	Выбросы по видам	Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов
1	Факельная установка	Азота диоксид	Сжигание	Постоянно
		Азота оксид		

	по сжиганию попутного нефтяного газа	Ангидрид сернистый Бенз(а)пирен Метан Сажа Сероводород Углерода оксид		
2	Резервуар нефти	Бензол Ксилол Сероводород Смесь углеводородов предельных C1 - C5 Смесь углеводородов предельных C6 - C10 Толуол	Неорганизованный выброс	Постоянно

Мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу:

- выбор оборудования, арматуры и трубопроводов производится соответствующим рабочему давлению, температуре, коррозионности среды и т.п.;
- полная герметизация технологического процесса работы установки;
- использование труб с наружной и внутренней заводской антикоррозионной изоляцией и материалов, соответствующих климатическим условиям района строительства;
- своевременное проведение испытаний и технических освидетельствований трубопроводов.
- современное техническое обеспечение планово-

предупредительных ремонтов;

- четкая регламентация действий персонала при различных операциях, а также хорошая подготовка, периодическая проверка знаний;
- автоматизация и телемеханизация объектов;
- контроль загазованности воздушной среды на технологических площадках.

#### **Анализ воздействия объекта на гидросферу:**

В районе размещения объектов обустройства УПСНГ водные объекты отсутствуют.

При строительстве объектов обустройства воздействие на водные ресурсы может быть выражено в следующем:

- нарушение параметров поверхностного стока и сложившегося гидрологического режима вследствие строительства линейных объектов, отсыпки насыпных оснований и движения строительной техники;
- возможное химическое загрязнение поверхностного стока, вследствие нарушения порядка хранения топлива, опасных химических веществ и заправки техники, а также при возникновении нештатных ситуаций (возможные аварийные разливы различных жидкостей).

В период эксплуатации объектов обустройства негативное воздействие на водные объекты может быть выражено:

- в загрязнении нефтью и химическими реагентами поверхностного стока, вследствие возникновения чрезвычайных ситуаций, таких как, аварийные разливы и связанные с ними меры по очистке от загрязнения;
- изъятие водных ресурсов (водопотребление подземных вод) в целях водоснабжения промысла (для хозяйственно-бытовых, технологических и противопожарных нужд).

Мероприятия по охране вод от истощения и загрязнения:

- технологические площадки имеют твердое бетонное покрытие, по периметру площадки ограждены бордюрным камнем (для

предотвращения попадания в грунт нефтепродуктов, химреагентов при их разливе в аварийных ситуациях);

- по боковым поверхностям фундаментов, соприкасающихся с грунтом, выполнена двухслойная обмазочная гидроизоляция горячим битумом;

- сбор поверхностного стока с технологических площадок в емкости;

- прокладка всех линейных сооружений спланирована без пересечения водотоков.

#### **Анализ воздействия объекта на литосферу:**

Основные виды отходов, образующихся в период строительства: лом стальной несортированный, шлак сварочный, загрязненный маслами обтирочный материал, загрязненные остатками цемента отходы бумаги и картона, отходы из жилищ несортированные, остатки и огарки стальных сварочных электродов. Также, в процессе производственной деятельности образуются отходы – непригодные для производства виды сырья, его неупотребимые остатки, которые не подвергаются утилизации в технологическом процессе, а также в результате определенного срока службы полностью или частично утратили свои потребительские качества и их дальнейшее применение уже не эффективно. Образование, сбор, накопление, хранение и первичная переработка отходов являются неотъемлемой составной частью технологических процессов, в ходе которых они образуются. Учету подлежат все виды отходов.

К опасным относятся отходы, обладающие хотя бы одним из опасных свойств: радиоактивность, инфекционность, взрывоопасность, огнеопасность, окислительная способность, коррозионность, экотоксичность, токсичность.

Отходы, образующиеся при эксплуатации объекта:

- ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак;

- шлам очистки трубопроводов и емкостей (бочек, контейнеров, цистерн, гудронаторов) от нефти, нефтепродуктов и химических реагентов;
- прочие коммунальные отходы (смет с территории).

Мероприятия по защите литосферы:

- на предприятии осуществляется отдельный сбор и временное хранение отходов в специально оборудованных местах временного хранения, оборудованных в соответствии с СанПиН 2.1.7.1322-03 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления»;
- на предприятии запущен комплекс термического обезвреживания отходов ООО «ИНК»;
- имеется полигон по захоронению твердых бытовых отходов;
- заключаются договора на передачу отходов со специализированными предприятиями, имеющими лицензию на обращение с ними.

Принятые мероприятия минимизируют техногенное воздействие на атмосферу, гидросферу и литосферу. Для уменьшения негативного влияния на окружающую среду необходимо выполнять нормы технологического режима, содержать в исправном состоянии оборудование, арматуру и трубопроводы, электрооборудование, системы контроля, регулирования, сигнализации и блокировки. На месторождениях ООО «ИНК» ведется экологический мониторинг, что позволяет выявлять и прогнозировать техногенные воздействия на окружающую среду.

#### **6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Основные дестабилизирующие факторы и отклонения от нормативных параметров производственных процессов, способных привести к возникновению чрезвычайных ситуаций. Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации УПСНГ ХХ НГКМ:

- возникновение пожаров;
- аварии на электроэнергетических системах;

- аварийные разливы нефти и нефтепродуктов;
- взрывы на технологических сооружениях;
- аварийные разливы химически опасных реагентов;
- аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения;
- опасные природные процессы и явления, такие как инфекционные заболевания персонала и эпидемии, дикие животные, землетрясения, подтопление территории, ураганы, природные пожары, эрозия почвы, силы морозного пучения и иные процессы и явления, оказывающие негативные и разрушительные воздействия на здания и сооружения [20].

Наиболее вероятной ЧС на УПСНГ XX НГКМ может являться прекращение подачи электроэнергии. При прекращении подачи на УПСНГ электроэнергии происходит внезапная остановка насосов, воздуходувок вентиляции, отказ электродвигателей, отключаются схемы автоматических блокировок световой и звуковой сигнализаций. При этом утерян контроль за ведением технологического процесса. Для обеспечения безопасной эксплуатации объектов электроснабжения и электропотребления предусмотрены:

- необходимые разрывы между токоведущими и заземляющими частями оборудования;
- необходимые разрывы от токоведущих частей оборудования до ограждений, поверхности земли, сооружений и оборудования на открытых участках;
- для обеспечения безопасности обслуживающего персонала предусмотрено защитное заземление всех металлических нетоковедущих частей электрооборудования путем присоединения последних к контуру заземления.

Для предотвращения аварий необходимо:

- перейти на контроль за режимом по месту, т.е. по технологическим манометрам и уровнемерам на аппаратах;

- регулирование производить байпасными задвижками;
- продублировать остановку электрооборудования нажатием кнопки «СТОП»;
- перекрыть арматуру насосов на приеме и нагнетании;
- проверить включение аккумуляторной по обеспечению работоспособности аварийной сигнализации.

Порядок действия персонала в результате аварийного отключения электроэнергии:

- инженер-технолог (старший оператор) предупреждает все службы об отключении электроэнергии, при возникновении угрозы пожара вызывает пожарную охрану;
- персоналу, участвующему в ликвидации аварии, надеть противогазы, обследовать территорию установки, принять срочные меры по спасению пострадавших людей, вывести их из опасной зоны;
- закрыть выкидные задвижки на насосах, которые работали до отключения электроэнергии. Проверить все дренажные задвижки для предотвращения поступления жидкости в дренажные емкости и их переполнения. Перевести электромагнитные клапана в ручной режим на технологическом оборудовании для предотвращения автоматического сброса в дренажные емкости;
- после подачи электроэнергии приступить к переводу установки в нормальный режим эксплуатации согласно технологическому регламенту.

Аварийный инструмент и средства индивидуальной защиты находятся в операторной. Пожарные рукава, первичные средства пожаротушения находятся на пожарных щитах.

### **Заключение к разделу**

В ООО «ИНК» разработана и внедрена Интегрированная система менеджмента, объединяющая Систему экологического менеджмента и Систему менеджмента безопасности труда и охраны здоровья, в соответствии с требованиями международных стандартов и с учетом лучших мировых

практик. С 2009 года в компании принята и действует Политика в области охраны окружающей среды, безопасности труда и охраны здоровья (Приложение 2).

Включение в сентябре 2013 года ООО «ИНК» во всероссийский реестр социально ответственных предприятий и организаций стало своего рода признанием активной позиции группы компаний ИНК в области социальной и благотворительной деятельности.

Таким образом, можно сделать вывод, что в ООО «ИНК» большое внимание уделяется всем аспектам социальной ответственности.

## Заключение

В работе исследована технология удаления сероводорода и меркаптанов из нефти химическими реагентами серии THIONOL.

Для исследования использовались пробы нефти с XX, XXX и XXXX месторождений, расположенных в Восточной Сибири с содержанием сероводорода до 510 ppm и меркаптанов (сумма метил- и этилмеркаптанов) до 1846 ppm.

Применение химических реагентов серии THIONOL позволило снизить содержание сероводорода и меркаптанов в нефти до требований к виду 1 ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия». Установлено время контакта реагента с нефтью, необходимое для снижения содержания сероводорода в течение 2 часов, меркаптанов в течение 24 часов.

В результате проделанной работы были получены следующие выводы:

- исследованные поглотители показали высокую эффективность по удалению сероводорода и меркаптанов из нефти;
- данная технология безотходна (отсутствие трудно утилизируемых щелочных стоков, высокотоксичных отходов, «нетипичных» случаев коррозии и образование отложений «нехарактерного химического состава» на технологическом оборудовании);
- отсутствие капитальных затрат по организации узла ввода поглотителя и высокая гибкость применения (изменение узла ввода, времени контакта и дозировки);
- реагент не оказывает негативного влияния на качество товарной нефти (содержание хлористых солей, содержание механических примесей, плотность и т.д.).

Сравнение рассчитанных интегральных показателей эффективности технологии удаления сероводорода и меркаптанов из нефти химическими реагентами серии THIONOL обосновало их применение, поскольку интегральный показатель эффективности применения химическими реагентами серии THIONOL равен 1.

Реализация данного метода демеркаптанзации позволит обеспечить добычу нефти с высоким содержанием сероводорода и меркаптанов в Восточной Сибири в ближайшее время.

### Список использованных источников

1. Мазгаров А.М. Технология очистки сырой нефти и газоконденсатов от сероводорода и меркаптанов / А.М. Мазгаров, А.И. Набиев. – Казань: Казан. ун-т, 2015. – 38 с.
2. Мазгаров А.М. Сернистые соединения углеводородного сырья / А.М. Мазгаров, О.М. Корнетова. – Казань: Казан. ун-т, 2015. – 36 с.
3. Ахметов С.А. Технология переработки нефти, газа и твердых горючих ископаемых. /Учебное пособие. Спб.: Недра, 2009. – 832 с.
4. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200028839>
5. Афанасьев, А. И. Энергосберегающая технология очистки газа / А. И. Афанасьев и [др.] // Повышение эффективности процессов переработки газа и газового конденсата: Сборник научных трудов. М.: ВНИИГАЗ, 1995. – Ч. 1. – с. 19 – 26.
6. Эксплуатация залежей и подготовка нефти с повышенным содержанием сероводорода / Г. Н. Позднышев, Т. П. Миронов, А. Г. Соколов, В. М. Глазова, С. П. Лесухин, В. Г. Янин //Обзор, информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – М: ВНИИОЭНГ. – 1984. – Вып. 16 (88). – 84 с.
7. Масланов, А. А. Предотвращение осложнений при добыче высокосернистой нефти /А. А. Масланов // Современные наукоемкие технологии. – 2005. – 11. – с.59.
8. Короленко П.П. Особенности применения поглотителей на основе формальдегида для удаления легких меркаптанов из нефти / П.П. Короленко // Нефть и Газ Сибири. – 2017. – №3 (28) – с. 120 – 121.
9. Ф.М. Хуторянский. Современное состояние химико-технологической защиты от коррозии установок первичной переработки нефти. Проблемы, пути совершенствования / Ф.М. Хуторянский, А.Л. Цветков, Ю.Ю. Кляцкий // Коррозия – с. 56 – 59.

10. Шаймарданов, В. Х. Разработка высокоэффективной технологии очистки нефти от газа. / В. Х. Шаймарданов, Е. П. Масленников, У. Е. Усанов // Роснефть. – 2007. – № 4. – с. 59 – 61.
11. Чурикова Л. А., Уарисов Д. Д. Обзор методов борьбы с сероводородом при добыче нефти// Технические науки: проблемы и перспективы: материалы IV Междунар. науч. конф. (г. Санкт-Петербург, июль 2016 г.). – СПб.: Свое издательство, 2016. – с. 109 – 113. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <https://moluch.ru/conf/tech/archive/166/10854/>
12. Хуторянский Ф.М., Цветков А.Л. Новые источники коррозии и отложений // Экспозиция Нефть Газ. – 2014. – № 3. – с. 78 – 79.
13. ООО «Иркутская нефтяная компания». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://www.irkutskoil.ru/>
14. Технологический регламент УПСНГ ХХ НГКМ ООО «ИНК» – г. Усть-Кут. – 2017 г. – с. 190
15. И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебнометодическое пособие.-Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 36 с.
16. ГОСТ Р 50802-95 Нефть. Метод определения сероводорода, метил- и этилмеркаптанов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200026835>
17. Паспорт безопасности химической продукции РПБ № 63763845.21.40157 от 03.12.2015 г.
18. ГОСТ 12.1.044-89 Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-044-89>
19. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200136071>

20. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда: учебное пособие для вузов / П. П. Кукин [и др.]. – 5-е изд., стер. – Москва: Высшая школа, 2009. – 335 с.: ил. – Для высших учебных заведений. – Безопасность жизнедеятельности. – Библиогр.: с. 335.

21. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://docs.cntd.ru/document/901702428/>

22. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 29.07.2017г.) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".

23. Бартов Н.К. Пожарная безопасность. – М.: Энергия, 1983. – 254 с.

24. СП 2.1.5.1059-01. Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения. Москва : б.н., 2001. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://docs.cntd.ru/document/901794517/>

25. СанПиН 2.1.7.1322-03 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://docs.cntd.ru/document/901862232/>

26. ГОСТ 12.1.003-14 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200118606>

27. ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200003608>

28. ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200233>

29. ГОСТ 12.1.018-93 «ССБТ. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200318>

30. РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений». Общие требования». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200003090>

31. ПОТ Р О-14000-002-98 «Положение. Обеспечение безопасности производственного оборудования». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200029445>

## **Приложение А – Технологическая схема подготовки сернистой нефти на УПСНГ XX НГКМ**

## Приложение Б – Политика в области охраны окружающей среды, безопасности труда и охраны здоровья ООО «ИНК»

*Наша миссия: «Мы живём на этой земле и работаем, чтобы недра Восточной Сибири служили достойному настоящему и уверенному будущему региона и его жителей. Мы бережно относимся к жизни, здоровью людей и уникальной природе нашего края».*

### Политика в области охраны окружающей среды, безопасности труда и охраны здоровья

Общество с ограниченной ответственностью «Иркутская нефтяная компания» (совместно с его аффилированными юридическими лицами) (далее – Компания) является одним из крупнейших независимых производителей углеводородного сырья в России. Компания, осуществляя деятельность в Иркутской области, Республике Саха (Якутия) и Красноярском крае по разведке, бурению, обустройству и разработке нефтегазовых месторождений, а также добыче, переработке, транспортировке нефти, газа и газового конденсата, ответственно относится к вопросам охраны окружающей среды, безопасности труда, охраны здоровья работников и местных жителей.

Компания разработала и внедрила Интегрированную систему менеджмента, объединяющую Систему экологического менеджмента и Систему менеджмента безопасности труда и охраны здоровья, в соответствии с требованиями международных стандартов и с учетом лучших мировых практик.

Руководство, следуя Миссии и Ценностям Компании, берет на себя следующие обязательства:

- защищать окружающую среду, в том числе предотвращать ее загрязнение; минимизировать негативное воздействие на окружающую среду от производственной и иной деятельности; рационально использовать природные и энергетические ресурсы, внедрять современные технологии по обращению с отходами и утилизации выбросов загрязняющих веществ;
- обеспечивать здоровые и безопасные условия труда для работников с целью предупреждения связанных с работой травм и ухудшения состояния их здоровья; устранять опасности и снижать риски на рабочих местах;
- предупреждать аварии и инциденты на опасных производственных объектах Компании; управлять рисками производственных процессов;
- соблюдать законодательные и иные принятые требования в области охраны окружающей среды, безопасности труда и охраны здоровья работников;
- постоянно улучшать результаты деятельности в области охраны окружающей среды, безопасности труда и охраны здоровья; совершенствовать интегрированную систему менеджмента;
- повышать квалификацию, знания и ответственность работников по вопросам охраны окружающей среды, безопасности труда и охраны здоровья;
- консультировать и вовлекать работников в разработку, планирование, выполнение требований, оценку результативности и улучшение интегрированной системы менеджмента;
- контролировать деятельность подрядных и субподрядных организаций на соответствие требованиям настоящей Политики;
- вести постоянный диалог с заинтересованными сторонами о планируемой и осуществляемой деятельности путем проведения общественных обсуждений, размещения материалов в средствах массовой информации, корпоративной газете и на сайте Компании;
- оказывать социальную поддержку местному населению, коренным и малочисленным народам Севера в местах осуществления производственной деятельности Компании;
- выделять необходимые финансовые и материально-технические ресурсы для реализации настоящей Политики.

Настоящая Политика учитывается при разработке целей и задач в области охраны окружающей среды, безопасности труда и охраны здоровья, распространяется на все структурные подразделения Компании и является основой для планирования и реализации любых видов деятельности.