

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СИСТЕМ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ОБРАЗОВАНИЯ СЕРОВОДОРОДА

УДК 622.276:665.612

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Туваков Максат Оразмурадович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	К.И.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2021 г.

**Планируемые результаты обучения**

<b>Код</b>	<b>Результат освоения ООП</b>	<b>Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон</b>
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (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
2Б7Г	Туваков Максат Оразмурадович

Тема работы:

Особенности эксплуатации нефтепромысловых систем при добыче нефти в условиях образования сероводорода
---

Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-13/с от 30.03.2021
---	-----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2021
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Характеристика сернистых соединений, содержащихся в нефтях и нефтепроводах. Причины возникновения сероводорода в нефтяных пластах. Осложнения при добыче сероводородсодержащей нефти. Опыт разработки месторождений сероводородсодержащей нефти. Анализ существующих технологий борьбы с сероводородом и связанными с ними осложнениями. Анализ химических составов и технологий нейтрализации сероводорода. Очистка скважинной продукции от сероводорода в системе промысловой подготовки. Защита

	нефтепромыслового оборудования от коррозии, предупреждение отложения сульфида железа в процессе эксплуатации скважин.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Дукарт Сергей Александрович
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Анализ осложнении при добыче сероводородсодержащие нефти	
Современные технологические решения в процессах добычи нефти в условиях повышенного содержания сероводорода	
Эффективность технических решений в процессе эксплуатации объектов нефтегазодобычи в условиях повышенного содержания сероводорода	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	31.03.2021
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			31.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Туваков Максат Оразмурадович		30.03.2021

## ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- СВБ** – сульфатовосстанавливающие бактерии;
- ГТБ** – гетеротрофные бактерии;
- УОБ** – углеводородокисляющие бактерии
- ППД** – поддержание пластового давления;
- ДНС** – дожимная насосная станция;
- МЛСП** – морская ледостойкая стационарная платформа;
- НКТ** – насосно-компрессорные трубы;
- КСУ** –концевая сепарационная установка;
- УСО** – установка сероочистки;
- ГПЗ** – газоперерабатывающий завод;
- АГЗУ** – автоматизированная групповая замерная установка;
- ТВО** – трубный водоотделитель;
- КНС** – кустовая насосная станция;
- БКНС** – блочная кустовая насосная станция;
- УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- НТФ** – нитрилотриметилфосфоновая кислота;
- ОЭДФ** – оксиэтилидендифосфоновая кислота;
- ЭХЗ** – электрохимическая защита.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 102 страниц, в том числе 17 рисунков, 25 таблиц. Список литературы включает 52 источников. Работа содержит 2 приложение.

Ключевые слова: сероводородное заражение, коррозия, сульфатовосстанавливающие бактерии, обводненность, поздние этапы разработки.

Объектом исследования являются месторождения с высоким содержанием сернистых соединений.

Цель исследования – комплексный анализ методов борьбы с осложнениями, вызванными высоким содержанием в нефти сернистых соединений на месторождениях Каспийского региона.

В процессе исследования проводились: исследования различных методов предупреждения и удаления сероводорода и меркаптанов в нефти.

В результате исследования: были выделены наиболее эффективные методы, направленные на борьбу с образованием сероводорода и последствиями его воздействия на трубопроводы и технологическое оборудование. Среди них – использование антикоррозионного покрытия, ингибиторов коррозии и нейтрализаторов-поглотителей сероводорода.

Область применения: добывающий фонд скважин.

Потенциальная экономическая эффективность связана с увеличением срока службы трубопроводов ввиду снижения агрессивности среды удалением сероводорода.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 АНАЛИЗ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ НЕФТЕЙ И БОРЬБА С НИМИ.....	11
1.1 Характеристика сернистых соединений, содержащихся в нефти и нефтепродуктах .....	13
1.2 Причины возникновения сероводорода в нефтяных пластах.....	16
1.3 Осложнения при добыче сероводородсодержащей нефти .....	21
1.4 Опыт разработки месторождений в условиях высокого проявления сероводорода .....	28
2 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ В ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО СОДЕРЖАНИЯ СЕРОВОДОРОДА.....	32
2.1 Анализ существующих технологий борьбы с сероводородом и связанными с ними осложнениями при добыче нефти .....	32
2.1.1 Технология борьбы с сероводородом при добыче нефти .....	33
2.1.2 Технология борьбы с сероводородом в процессе сбора и подготовки скважинной продукции.....	37
2.2 Анализ химических составов и технологий нейтрализации сероводорода ..	42
2.3 Очистка скважинной продукции от сероводорода в системе промышленной подготовки нефти.....	47
2.4 Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии, предупреждение отложения сульфида железа в процессе эксплуатации скважин.....	50
3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО СОДЕРЖАНИЯ СЕРОВОДОРОДА .....	55

4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	61
4.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения мероприятия по закачке ингибитора с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	61
4.2	Планирование исследовательских работ в рамках ВКР.....	65
4.3	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	74
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	79
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	79
5.2	Производственная безопасность .....	81
5.2.1	Анализ выявленных вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия .....	83
5.2.2	Анализ выявленных опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия .....	87
5.3	Экологическая безопасность .....	88
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	90
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	93
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	95
	Приложение 1 .....	101
	Приложение 2 .....	102

## **ВВЕДЕНИЕ**

В современной промышленной практике при добыче углеводородного сырья остро встает вопрос о предотвращении воздействия сернистых соединений на скважинное и поверхностное оборудование. Наличие сероводорода возможно в попутном газе, сопровождающем сернистые нефти, в самой нефти в растворенном состоянии, в продуктах первичной перегонки нефти или вторичных термических процессов. На поздних этапах разработки месторождений нефти агрессивность продукции скважин возрастает: сказывается высокая степень обводненности и заражения сероводородом. Как следствие, наблюдается скоротечное разрушение системы скважин и трубопроводов.

Нефтяные запасы на месторождениях Каспийского моря, разведанные в настоящее время, в совокупности составляют порядка 10 миллиардов тонн. Важнейшая проблема, возникающая на Каспийском море в процессе добычи сероводородсодержащей нефти - проблема сохранения экологической безопасности при неуклонном повышении эффективности эксплуатации нефтепромысловых систем, составляющими которых являются продуктивные пласты, скважины и наземное оборудование.

Высокая коррозионная активность и токсичность сероводорода, присутствующего в составе пластовой нефти, порождает ряд серьезных проблем при её добыче: это не только, коррозия металла, но и ухудшение качества нефти. Кроме того, призабойная зона нагнетательных скважин забивается тонкодисперсным сульфидом железа и мёртвой биомассой бактерий. Это на 30-40% снижает проницаемость и серьезно ухудшает показатели разработки месторождений нефти.

Многолетняя практика показывает: применяя те или иные технологии воздействия на нефтепромысловые системы (удаление сероводорода посредством химических и физических воздействий, бактерицидная обработка, использование ингибиторов коррозии и др.), возможно достичь минимизации

большинства негативных последствий присутствия сероводорода в составе скважинной продукции. Вместе с тем, до настоящего времени так и не удалось решить эту проблему, и это при том, что нефтяные российские компании активно используют самые разные способы борьбы с сероводородом и с возникающими из-за его присутствия осложнениями при нефтедобыче.

Борьба с сероводородом при добыче нефти предполагает, в первую очередь, системный подход к выбору её технологий. Следует, во-первых, иметь в виду происхождение сероводорода и, во-вторых, ситуативные характеристики эксплуатации каждого элемента целой нефтепромысловой системы «пласт-скважина-наземное оборудование».

Целью выпускной квалификационной работы является разработка рекомендаций по применению технологий, повышающих эффективность эксплуатации нефтепромысловых систем при добыче сероводородсодержащей нефти.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать осложнения при добыче сероводородсодержащей нефти и методы борьбы с ними.
2. Проанализировать существующих технологий борьбы сероводородом и связанными с ним осложнениями при добыче нефти.
3. Сделать вывод о наиболее эффективных методах для предотвращения сероводородной коррозии.

# 1 АНАЛИЗ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ НЕФТЕЙ И БОРЬБА С НИМИ

Каспийское море находится на границе между Европой и Азией. Оно располагается на 28 м ниже уровня Мирового океана его протяженность с севера на юг составляет – 1200 км, ширина – 320 км, общая площадь – 380000 км<sup>2</sup>. Основные богатства Каспийского моря и его шельфа – огромные нефтегазоносные ресурсы добыча которых служит важной составляющей экономического развития России, Азербайджана, Ирана, Туркменистана и Казахстана [1].

Нефтяные месторождения в Каспийском бассейне были открыты в середине XIX века; в начале XX века на Апшеронском полуострове, в г. Баку, начались производственно-технические работы буровых платформ на сваях. Первую подводную добычу нефти и газа произвели в 1960-м году. До конца 80 – х гг. XX века поиски нефти, а Каспийском море вели на участке между Азербайджаном и Туркменией. Этот район считался наиболее перспективным. Большинство ранее открытых нефтяных месторождений сосредоточено именно здесь. На восточном берегу Каспийского моря почти напротив Баку находится остров Челекен Туркменистан (сегодня – полуостров), издавна привлекавший внимание нефтеразведчиков. На его территории насчитывается 3500 поверхностных источников нефти, которую в давние времена использовали для освещения вместо животного жира. В 1876 году здесь был получен первый фонтан нефти из скважины с глубины 37 м. За период с 1900 по 1920 г. Около миллиона тонн нефти было добыто на этом месторождении, общие запасы которого по последним оценкам составляют 100 млн. т. [2].

Лишь в середине 1990-х годах началось серьёзное изучение северного вектора и центральной части Каспия, поскольку до этого момента содержание углеводородов в этом регионе считали незначительным, а разработки – нерентабельными. К началу XXI века отношение нефтегазовых компаний к

шельфу Каспийского моря, поделенному между Ираном, Азербайджаном, Туркменистаном, Казахстаном и Россией, изменилось.

В настоящее время каждый год в Каспийском море добывается около 240 млн м<sup>3</sup>. По прогнозам, уже через 3-4 года нефтедобыча на Каспии составит 200 млн т/год, а добыча газа – 270 млрд м<sup>3</sup> /год. На территории российского сектора шельфа Каспия расположено шесть месторождений: Центральное (в районе г. Избербаш), Хвалынское, имени В. Филановского, Ракушечное, имени Ю. Корчагина, имени Ю. Кувыкина. Пять из них нефтегазоконденсатные.

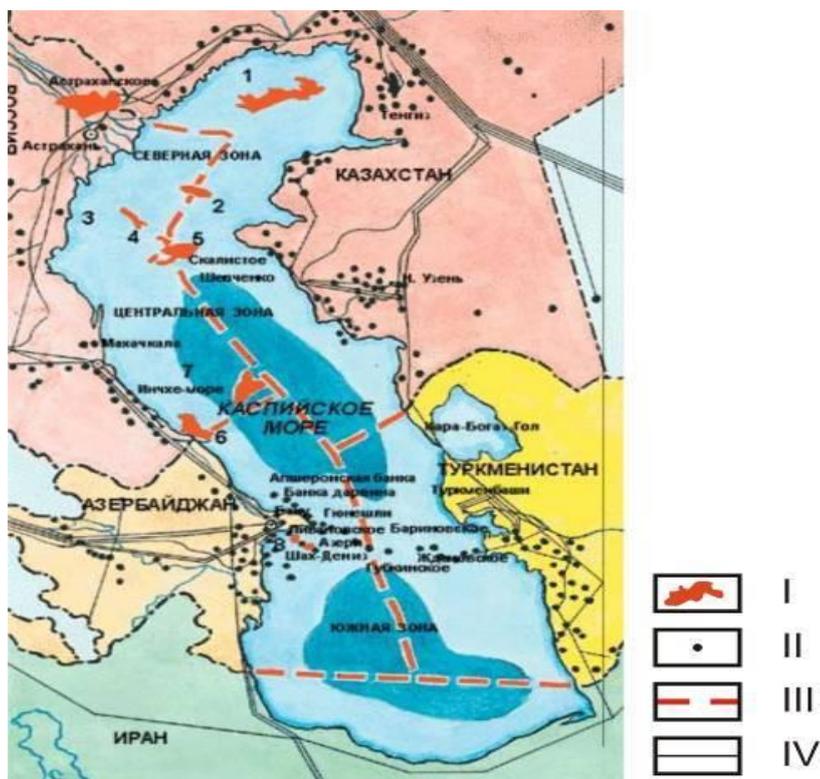


Рисунок 1 – Топливная база Каспийского моря

(I – недавно открытые месторождения нефти и газа: 1 – Кашаган; 2 – Курмангазы; 3 – Ракушечное; 4 – им. Ю. Корчагина; 5 – Хвалынское; 6 –

Ялама-Самурское; 7 – Центральное; 8 – Шах-Дениз; II – активно разрабатываемые месторождения; III – деление моря на сектора по срединной линии с продолженными к ней границами пяти государств; IV – нефте- и газопроводы)

В 2002 году ЦКЗ «Минприроды России» были утверждены следующие объёмы запасов газоконденсатных и нефтяных залежей месторождения

(C1+C2): 332 млрд м<sup>3</sup> природного газа, 36 млн т. нефти и 17 млн т конденсата. Промышленный приток газа с конденсатом дебитом 849 тыс. м<sup>3</sup>/сут и содержанием конденсата 95 г/м<sup>3</sup> был получен из доломитизированных высокопористых известняков верхней юры (интервал 2 978–2 998 м) на Хвалынском месторождении. 253 тыс. м<sup>3</sup>/сут., конденсата – 19,2 м<sup>3</sup>/сут. составил дебит газа из песчаников нижнего мела (интервал 2 422 – 2 479 м). Две промышленные залежи открыты, доразведка требуется ещё для четырёх.

Вместе с тем, каспийская нефть - с месторождений на Абшеронском полуострове, характеризуется большим содержанием меркаптанов и повышенным количеством серных соединений, ей необходима специальная очистка. Сложный технологический процесс проведения дополнительных очистных мероприятий, в свою очередь, усложняет общую ситуацию: малейшее отклонение от имеющихся экологических стандартов чревато ухудшением и без того сложной экологической обстановки в акватории Каспийского моря.

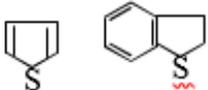
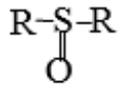
Сероводород – самый агрессивный реагент, наихудшим образом воздействующий на систему нефтедобычи и не имеющий аналогов по многочисленности и разнообразию способов проявления своей токсичности и разрушительности. Он чрезвычайно ядовит как для человека, так и для животных.

### **1.1 Характеристика сернистых соединений, содержащихся в нефти и нефтепродуктах**

Сернистые соединения нефти – компоненты нефти, представляющие собой сложные смеси, которые состоят из меркаптанов, сульфидов, а также дисульфидов и гетероциклических соединений [3]. Известны более 200-х тех или иных сернистых соединений, обнаруженных в нефти. В большинстве своём сера в нефти и газе содержится в виде циклических соединений и их гомологов, сульфидов (тиоэфиры) и дисульфидов (дитиоэфиры), сероводорода, меркаптанов (тиолы) и элементной серы. Сероводород, меркаптаны и свободная сера

наиболее агрессивны, не случайно их называют «активная сера». Таблица 1 системно представляет данные соединения.

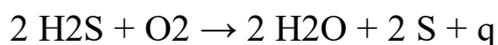
Таблица 1 – Сернистые соединения сырой нефти

№	Химическая формула	Название	T <sub>кип.</sub> , °C	Примечание
1	S	Элементная сера	134 (T <sub>пл.</sub> )	Активная сера
2	H <sub>2</sub> S	Сероводород	- 60,7	
3	COS	Карбонилсульфид	-47,5	
4	RSH	Меркаптаны (тиолы)	6-500	
5	CS <sub>2</sub>	Сероуглерод	46,3	
6	R-S-R, Ar-S-A-R, Ar-S-Ar 	Сульфиды (тиоэфиры)	35-600	Остаточная сера
7	R-S-S, Ar-S-S-R	Дисульфиды (дитиоэфиры)	109-600	
8		Тиофены	84-600	
9		Сульфоксиды		

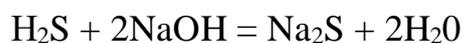
На основных сернистых компонентах нефти остановимся более подробно.

Предельно негативно наличие в нефти и газе элементной серы, так как она представляет собой активного координирующего агента. В обычных условиях элементная сера – это соединение кольцевых 8-миатомных молекул типа «корона» (T<sub>пл.</sub> = 113°C).

Сероводород – ещё одно часто встречающееся в углеводородах сернистое соединение. Сероводород H<sub>2</sub>S представлен как чрезвычайно ядовитый бесцветный газ. Характерным признаком газа является его запах. Молекула сероводорода имеет структуру равнобедренного треугольника с атомом серы в центре [4]. Сероводород подвержен быстрому окислению в растворе, при этом из-за выделения элементной серы на воздухе сероводородная вода становится мутной:



Плотность сероводорода 1,538 г/л. При 0°C под давлением 1,02 Мпа он легко превращается в бесцветную жидкость. Процесс растворения H<sub>2</sub>S в воде приводит к образованию сероводородной кислоты (слабой кислоты), образующей, в свою очередь, сначала средний сульфид, а на следующем этапе - гидросульфид:



Сульфиды (за исключением производных Na, K, NH<sub>4</sub> и немногих других катионов) очень трудно растворяются в воде. Гидросульфиды же почти все имеют хорошую растворимость в воде и известны лишь в растворе

Высокая способность к восстановлению – важнейшая характерная особенность химических свойств сероводорода. Воздух способствует его постепенному окислению до свободной серы. Значительно быстрее происходит окисление сероводорода в растворе, когда из-за образования серы на воздухе сероводородная вода становится мутной. Окислителями сероводорода легко становятся галогены, на чём основан иодометрический способ его аналитического определения. Кроме того, в условиях повышенной температуры или при наличии влаги сероводород способен вступать в реакцию со многими металлами и образовывать соответствующие сульфиды.

Сероводород - вредная примесь. Он становится ядовитым, если его содержание в 1 л воздуха рабочей зоны превышает 0,01 мг. Известна также способность сероводорода во влажной среде образовывать растворы сернистой и серной кислот. Последние, как известно, в разы увеличивают скорость коррозии труб, арматуры и оборудования [5].

Природные газы и нефти различных месторождений могут содержать сернистые соединения в количествах, колеблющихся в широких пределах – от нуля до десятков процентов. Содержание сернистых соединений в природных углеводородах наблюдается в широком диапазоне – от его отсутствия до

десятков процентов. Некоторые нефти имеют содержание массовой доли серы более 10% [6].

## **1.2 Причины возникновения сероводорода в нефтяных пластах**

В целях эффективного использования современных технологий нефтеочистки, которые основаны на применении как физических, так и химических методов освобождения нефти от сероводорода, следует иметь в виду причины, способы и объективные условия появления сероводорода и развития процессов, порождающих наличие сероводорода в добываемых флюидах. Это объясняет тот факт, что на протяжении всей истории нефтедобычи ведётся постоянный мониторинг, накопление фактологического материала и анализ процессов сульфатредукции и биокоррозии.

Парадигма количественных показателей наличия сероводорода в пластовой нефти чрезвычайно широка. Именно этим, а также фактором различного происхождения сероводорода, продиктована необходимость анализировать каждый конкретный случай эксплуатации нефтепромысловых объектов на предмет повышения эффективности его использования при максимальной экологической безопасности.

Сероводород в нефтяных пластах (залежах) в основном происходит под воздействием биологических факторов. К примеру, жизнедеятельность сульфатвосстанавливающих (СВБ) и гетеротрофных (ГТБ) бактерий в 80% случаев приводит к коррозиям колонн труб в скважинах и трубопроводах ССН месторождений ПАО «Сургутнефтегаз» [7].

На сегодняшний день составлена условная классификация месторождений нефти, отражающая уровень содержания сероводорода в добываемой продукции. При наличии сероводорода в попутном газе нефтяное месторождение принято считать сероводородным. Если предельный количественный показатель наличия сероводорода в попутном газе не превышает 0,0007 мг на м<sup>3</sup>, то нефтяной газ считают бессернистым, нефтяное же месторождение, соответственно, относят к месторождениям, которые не

содержат сероводород. Напротив, нефтяные залежи принято считать сероводородсодержащими в случае содержания в попутном газе сероводорода, превышающем названный предел концентрации.

Таблица 2 – Классификация нефти по содержанию серы

Содержание серы в нефти, %	Типы нефти
До 0,5	Малосернистые
0,5 – 1,0	Среднесернистые
1,0-3,0	Сернистые
Более 3,0	Высокосернистые

\*Утверждено распоряжением Минприроды России от 01.02.2016 г.№ 3-р

Широкое распространение сероводорода в водах нефтегазоносных бассейнов объясняется условиями его происхождения: как известно, сероводород является продуктом гниения белковых веществ. Говоря об углеводородном газе, необходимо помнить, что газовые шапки и залежи в своём составе имеют сероводород. Сера в осадочных толщах зоны гипергенеза образуется при взаимодействии сульфатов и органического вещества, а также под воздействием сульфатвосстанавливающих бактерий. Замедление описанных процессов наблюдается в погруженных частях осадочного чехла (там температура достигает 70-80 °С); при этом образование серы является результатом распада сераорганических соединений и химического восстановления сульфатов [8].

Классификация нефтяных месторождений производится по принципу фактического остаточного содержания в них сероводорода. Выделяются три группы сероводородсодержащих месторождений:

I группа – нефтяные залежи, имеющие относительно малое содержание сероводорода (0,0015...0,5% мол.). Такие месторождения с их системой сбора, подготовки нефти, газа и воды без особой дополнительной технологии очистки обеспечивают достаточное качество товарной нефти по остаточному содержанию сероводорода

II группа – месторождения, где сероводород имеет средние количественные показатели (0,5...2,0% мол.). Нефтяные месторождения данной группы, их обустройство и использование требуют специальных технологий и технических средств для очистки нефти, и попутного газа от сероводорода, неукоснительного следования требованиям законодательства по охране труда и окружающей среды.

III группа – нефтяные месторождения с сероводородом более 2,0% мол., т.е. высоким его содержанием. Указанная группа нефтяных месторождений требует особых подходов и специальных материалов при разработке, обустройстве и эксплуатации, а также специфических, подчас уникальных, технологий и технических устройств для эффективной добычи, сбора, подготовки углеводородов. Следует особо подчеркнуть: работа на месторождениях этой группы требует особого внимания к методам повышения надёжности и экологической безопасности функционирования нефтедобывающего оборудования в целом [9].

Пластовые нефти большинства месторождений, расположенных в Башкортостане, Татарстане, Удмуртии, Пермской, Самарской, Оренбургской и Астраханской областях, имеют в своём составе реликтовый сероводород. Более того, в настоящее время сероводород обнаруживается даже там, где изначально его не было. Это является следствием использования на нефтяных месторождениях популярной сегодня ППД – системы поддержания пластового давления при помощи закачки водных объёмов. Сероводород вторичного происхождения или биогенный сероводород образуется в результате следующего микробиологического процесса: сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ), попадая вместе с закачанной водой в породы продуктивного пласта, в процессе жизнедеятельности восстанавливают находящиеся там сульфаты.

В среде пластовой нефти, этой смеси углеводородов, микроорганизмы выживают с трудом. Но нефтяные месторождения, благодаря системе ППД

искусственно и своеобразно «орошённые», превращаются в благоприятную экологическую среду обитания и жизнедеятельности СВБ. Свидетельства почти повсеместного распространения СВБ можно почерпнуть в опубликованных научных исследованиях, посвящённых сбору и анализу фактов микробиологической заражённости важнейших нефтяных залежей Российской Федерации.

Развитие биоценоза углеводородокисляющих бактерий (УОБ) предвосхищает процесс формирования СВБ. Углеводородокисляющие бактерии посредством кислорода, находящегося в растворенном виде в закачанной воде, способствуют окислению нефтяных углеводородов и попутного газа до промежуточных продуктов неполного окисления типа спиртов, альдегидов и кислот. Результатом процесса окисления нефти и газа, который происходит из-за наличия углеводородокисляющих бактерий, способствующих ему посредством кислорода в закачанной воде, являются промежуточные продукты неполного окисления - спирты, альдегиды и кислоты. Последние в образовавшихся анаэробных условиях становятся продуктами потребления СВБ.

Сульфатвосстанавливающие бактерии в жидкости могут пребывать в планктонном состоянии, т.е. свободно плавающими, и в состоянии адгезированном, иначе, колониями, прикрепляющимися к поверхности оборудования. Биокоррозийные процессы запускаются именно адгезированными бактериями. Прикрепившиеся СВБ образуют на металлической поверхности вокруг себя защитную полисахаридную плёнку, способствующую интенсификации роста численности колоний. Следующий, наиболее вредоносный для оборудования этап жизненного цикла СВБ, происходящий в местах прикрепления колоний СВБ, - выработка этими микроорганизмами сероводорода, после активного проникновения вглубь металла которого наблюдается сульфидное растрескивание и появление каверн.

Способствуют образованию сероводорода, сераорганических соединений исходных и промежуточной нефти и другие процессы.

Во-первых, сероводород выделяется в процессе термического разложения серосодержащих соединений (меркаптанов и др.), которые, в свою очередь, являются результирующим продуктом реакции серы с УВ парафинового ряда.

Во-вторых, сероводород – продукт интенсификации процессов термического разложения при взаимодействии с карбонатными породами сульфидов, меркаптанов и других сераорганических соединений.

В-третьих, количество сероводорода и сера-содержащих соединений находится в прямой зависимости от термального режима существования пластовых вод: химическое восстановление сульфатов ускоряется при возрастании температуры воды. При пластовом давлении около 15 МПа данный процесс может протекать при 150 °С [10].

В настоящее время актуальность проблемы появления сероводорода в пласте чрезвычайно высока. Её изучением занимается широкий круг исследовательских коллективов. Специалисты ПечорНИПИнефти, к примеру, детализировали механизм газообразования и протекания реакции выделения сероводорода в результате термического воздействия на пласт. Ими названы следующие предполагаемые причины образования сероводорода:

- распад сераорганических соединений пластовой нефти при изменении воздействующих температур;
- бактериальная редукция сульфатов как итог жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий;
- пребывание  $H_2S$  из находящейся ниже сульфатной толщи серпуховского надгоризонта по зонам повышенной трещиноватости или затрубному пространству скважин, которые были пробурены на лежащую ниже нефтяную залежь в девонских отложениях.

Специалисты также проанализировали продукцию Усинского месторождения с точки зрения наличия в ней сероводорода и на основании полученных результатов пришли к следующему заключению: если на пермокарбоневой пласт Усинского месторождения произойдет тепловое воздействие свыше 200°C, то в нефтепродуктах этой зоны количество сероводорода значительно увеличится [11].

### **1.3 Осложнения при добыче сероводородсодержащей нефти**

Сероводород обладает агрессивными свойствами и вызывает коррозионные повреждения оборудования в результате электрохимической коррозии и водородного охрупчивания. Растворяясь в воде, он диссоциирует как слабая кислота на ионы.

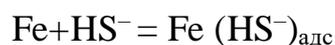
Сернистая коррозия (в присутствии  $H_2S$ ) приводит к образованию различных нерастворимых сульфидов железа на поверхности металла. Сероводород является не только корродирующим агентом в кислой среде, но и действует в качестве катализатора для анодной и катодной составляющих реакций коррозии.

В зависимости от значений pH среды равновесие реакций сдвигается влево или право: в нейтральных и щелочных средах содержится больше всего ионов гидросульфидов, в кислых средах – молекулярный сероводород, в сильнощелочных электролитах появляются ионы сульфидов в небольших количествах.

Многие нефтяные и газовые месторождения содержат большое количество сероводорода. В связи с хорошей растворимостью сероводорода в воде (около 3000 мг/л при 30°C) происходит уменьшение величины pH водной фазы продукции скважины, вследствие чего основная часть сероводорода, адсорбируемая водной и углеводородной фазой, находится не в ионной, а молекулярной форме.

Усиление анодной реакции ионизации железа сероводородом, согласно механизма, предложенного Иофа З.А., описывается схемой: (+) Fe(HS-)адс.

Образующийся комплекс разлагается, и сероводород регенерируется. При образовании хемосорбированного катализатора на поверхности металла прочная связь атомов железа с серой приводит к ослаблению связи между атомами металла, что и облегчает их ионизацию. Механизм действия сероводорода на катодную реакцию имеет вид:



Последняя стадия как наиболее медленная лимитирует скорость катодного процесса. Сероводород непосредственно в катодной реакции не участвует, а является лишь катализатором. Восстановленные атомы водорода частично рекомбинируют, а частично диффундируют в металл, вызывая водородную хрупкость [12].

Присутствие сероводорода может стать причиной следующих типов коррозии:

1. образование вздутий;
2. охрупчивание;
3. сульфидное растрескивание под напряжением;
4. коррозионная усталость.

Химические реакции, перманентно возникающие в сероводородсодержащих средах, усиливают хрупкость металла нефтедобывающего оборудования и ведут к коррозионному растрескиванию.

В процессе добычи сероводородсодержащей нефти возникают следующие серьёзные осложнения:

- понижение безопасности, результативности и экологической защищённости при эксплуатации нефтедобывающей системы механизмов (рисунок 2) вследствие высокой коррозионной агрессивности скважинной продукции;
- возрастание угрозы экологической катастрофы из-за происходящих технологических процессов, включающих добычу, сбор, транспортировку и очистку нефти, газа и воды;

- увеличение потенциальных рисков техногенных катастроф из-за проблемного состояния оборудования скважин как следствие скопления отложений сульфида железа, а также постепенное нивелирование фильтрационных показателей пород продуктивного пласта.



Рисунок 2 – Последствия коррозии в нефтепроводе

Существенно расширяют список вышеперечисленных осложнений и другие, появляющиеся в случае наличия биогенной сульфатредукции с образованием сероводорода в нефтяной залежи.

- из-за засорения отмершими микроорганизмами пород призабойной зоны нагнетательных скважин и продуктивного пласта их проницаемость снижается;
- продукты нефтедобычи всё более и более загрязняются, в результате чего качество товарной нефти и газа ухудшается;
- химические вещества, используемые в процессе добычи нефти, под воздействием биологических факторов разрушаются.

Конструкции, в которых напряжения невелики, подвержены общей коррозии, как правило, гораздо сильнее, чем сульфидному растрескиванию, а в условиях высоких растягивающих нагрузок они теряют свою работоспособность в результате сульфидного растрескивания. Опасность сульфидного растрескивания углеродистых сталей может иметь место даже при  $0,05 \text{ кг/м}^3$  сероводорода в среде.

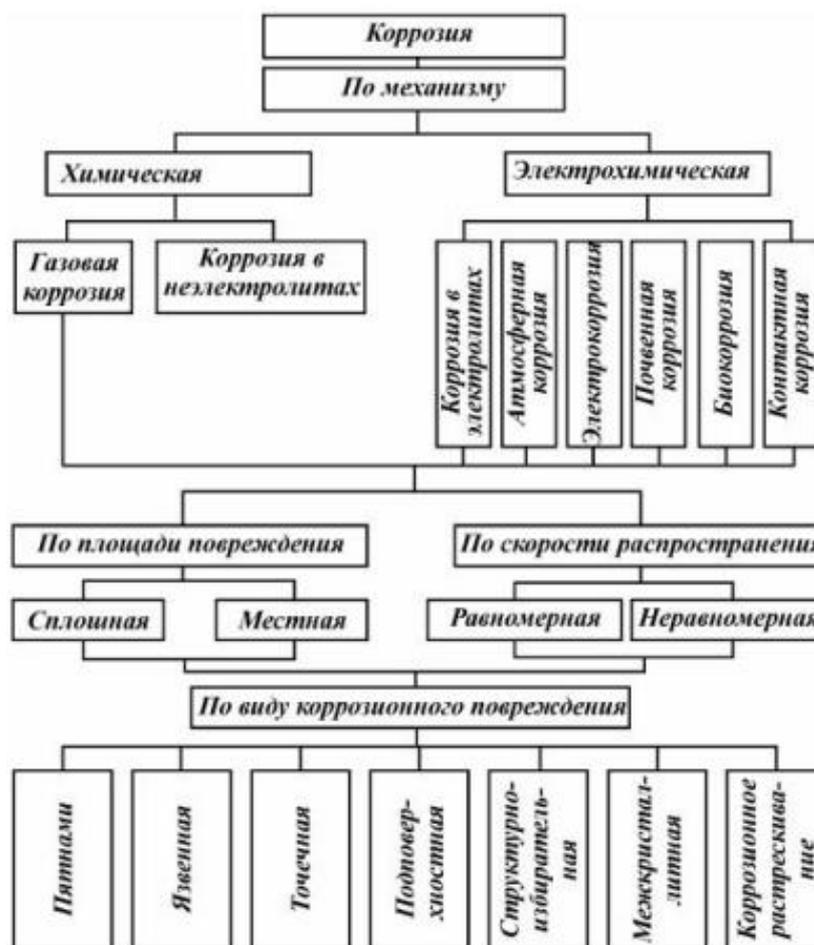


Рисунок 3 – Классификация коррозии

Стоит сказать, что в скважинах, осуществляющих добычу углеводородных жидкостей, содержащих сероводород, проблемы сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением, точечной коррозии и общей потери веса, менее актуальны. Например, некоторые конденсатные скважины на месторождениях в Канаде в течение 30 лет добывали флюиды с 40 мол. %  $H_2S$  и 10%  $CO_2$  без серьезных коррозионных проблем, что обусловлено формированием защитной пленки сульфида железа, смачиваемой нефтью и жидкими углеводородами. Температура на забое этих скважин составлял  $90^{\circ}C$ ; при температурах выше  $110^{\circ}C$  сульфидные пленки железа менее эффективно предотвращают коррозию.

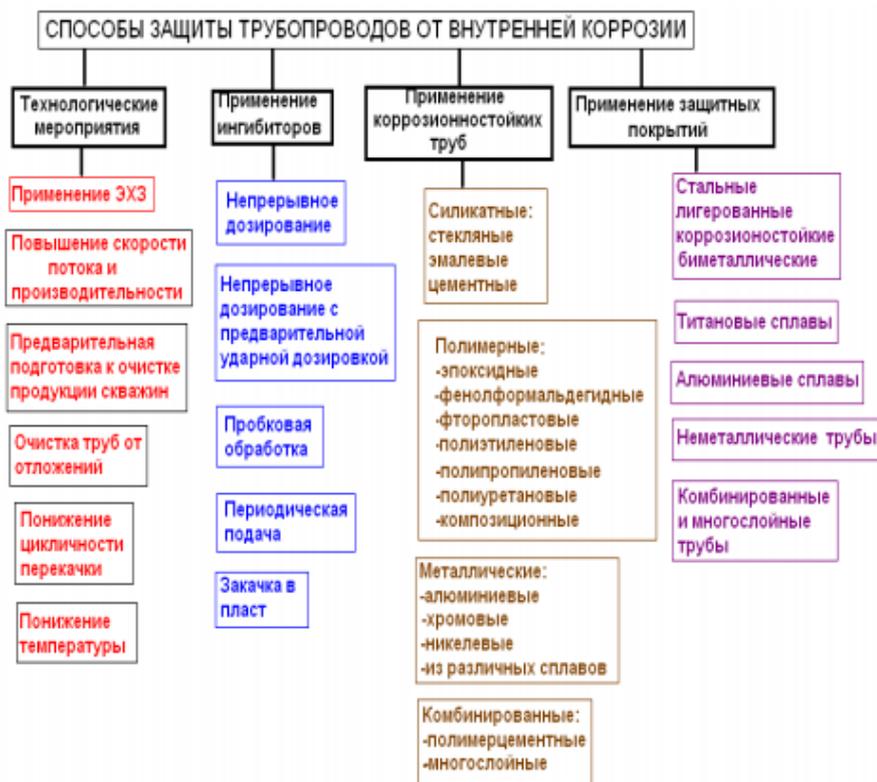


Рисунок 4 – Способы защиты трубопроводов от внутренней коррозии

Нефтяные компании вынуждены вкладывать большие финансовые средства в организацию систематического мониторинга оборудования, которое из-за наличия сероводорода в нефтепродуктах подвержено ускоренной коррозии. Как следствие, требуется систематически часто проводить ремонтно-восстановительных работы, что, в целом, снижает сроки эксплуатации конструкций.

Для таких металлов, как, например, сталь или железо, наибольшую опасность представляет не сероводород как таковой, а осадок сульфида железа в различных вариациях, с одной стороны, и процесс биоценоза СВБ, с другой. Этот сернистый газ, непосредственно участвуя в процессе электрохимической коррозии в качестве слабой кислоты, увеличивает степень разрушения металла. Однако скорость разрушительных коррозионных процессов с участием сероводорода невелика - 0,8... 1,2 мм/год. Гораздо более опасен процесс сульфидного охрупчивания – вида понижения прочности железа и стали, при

котором посредством ионов серебра в металл проникает водород. Вместе с тем, для фактической результативности такой химической реакции требуется серьёзная концентрация сероводорода – не менее 300 мг/л. Такая концентрация в действительности редко встречается. Наиболее агрессивен осадок сульфида любой структуры, который при создании с железом или сталью макропары «железо – сульфид» превращает железо в анод, разрушающийся со скоростью 2...5 мм/год. Наибольшая разрушительная коррозия, имеющая возможную скорость 10...12 мм/год, генерируется том месте, где закрепились колония СВБ. Стимулируется этот вид коррозии не бактериями как таковыми, а сероводородом и сульфидом железа.

Итак, чрезвычайно агрессивную для любого металла среду являет собой обводнённая пластовая жидкость - смесь газа, нефти и воды, соединённая в пласте со сточной водой и таким образом опреснённая.

Как известно, в пластовых водах некоторых нефтяных месторождениях содержится довольно большое количество ионов железа, существенное снижение концентрации которых наблюдается, когда появившийся в среде сероводород вступает с ними в связывающую реакцию. Основная масса осадков сульфида железа генерируется не столько в пластовых условиях, сколько при взаимодействии сероводородсодержащей продукции нефтяных скважин с их металлическим оборудованием, и, главным образом, с обсадной колонной. Большая доля осадков сульфида железа концентрируется при соприкосновении сероводородсодержащей продукции нефтяных скважин с их металлическим оборудованием, в основном, с обсадной колонной, содержащей сероводород, а не в пластовых условиях. Из этого следует исходить при анализе общей коррозионной обстановки в нефтяных скважинах. Именно этот фактор следует учитывать, анализируя общекоррозионную обстановку в нефтяных скважинах.

Помимо активизации процесса коррозии нефтепромыслового оборудования осадки сульфида железа могут откладываться в пористой среде

продуктивного пласта, ухудшая его фильтрационную характеристику, а также в глубинно-насосном оборудовании скважин, снижая его надежность и эффективность эксплуатации. Кроме порождения коррозионной ситуации как в нефтепромысловой системе в целом, так и в глубинно-насосном оборудовании скважин, в частности, при котором их надёжность и эффективность снижаются, из-за отложения в пористой среде продуктивного пласта осадки сульфида железа отрицательно влияют на его фильтрационные показатели. Наконец, сульфид железа способствует вынужденному повышению расхода деэмульгаторов, поскольку, оказываясь в продукции добывающих скважин, увеличивает вязкость и устойчивость водонефтяной эмульсии в цепочке сбора и подготовки нефтепродуктов.

Сульфид железа как образуемый в нефтяной залежи продукт жизнедеятельности СВБ имеет высокую степень адгезионной способности и концентрируется вместе с бактериальной биомассой на породах пласта, тем самым существенно уменьшает их проницаемость, приемистость нагнетательных скважин и нефтеотдачу в целом.

В качестве дополнительного отрицательного последствия жизнедеятельности СВБ в нефтяной залежи можно назвать биодеструкцию, способствующую ухудшению основных технологических характеристик химических реагентов, которые используются при бурении и эксплуатации скважин, а также при использовании методологии увеличения нефтеотдачи пластов.

Чаще всего коррозия возникает на участках промысловых трубопроводов и нефтегазового оборудования в местах сбора и отстоя воды, поскольку именно здесь происходит активное воздействие на металл микробиологических процессов. Как показывают биогенные исследования, сульфаты и сульфиды посредством реакции окисления под воздействием СВБ или молекулярного водорода, или водорода – продукта катодной реакции превращаются в сероводород [7].

## 1.4 Опыт разработки месторождений в условиях высокого проявления сероводорода

Добыча нефти на многих месторождениях Каспийского региона (Россия, Азербайджан) сопровождается существенным снижением эффективности эксплуатации и экологической безопасности всех нефтепромысловых объектов и, в первую очередь, самих скважин в связи с наличием в составе их продукции сероводорода. Причем в зависимости от его происхождения (первичного - реликтовый сероводород или вторичного - биогенный сероводород) эти осложнения наблюдаются как с самого начала разработки месторождений, так и на более поздних ее стадиях. Например, на стадии разведки и начальной стадии разработки Усинского нефтяного месторождения не отмечалось наличие сероводорода в нефтяном газе. Однако в при активной разработке в нефтяном газе и воде, добываемых из пермо-карбоновой залежи, наблюдался рост концентрации  $H_2S$ . За первые четыре года разработки содержание сероводорода в газе, выделяющемся на первой ступени сепарации нефти (ДНС), увеличилось с 14 до 358 мг/м<sup>3</sup> (0,001 до 0,025 %).

Методы анализа нефти на предмет наличия сернистых соединений представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Методы исследования нефти на наличие сернистых соединений

При выборе методов борьбы с сероводородом в каждом конкретном случае необходимо, прежде всего, определить его происхождение и причину появления в продукции нефтяных скважин. Если в составе пластовой нефти какого-то месторождения изначально присутствует реликтовый сероводород, бессмысленно решать проблему борьбы с ним путем его удаления (нейтрализации) в продуктивном пласте или скважине. В этом случае, прежде всего, необходимо максимально ограничить выделение и накопление свободного (газообразного) сероводорода в скважине. При этом сами методы удаления (нейтрализации) сероводорода целесообразно использовать в системе сбора и подготовки скважинной продукции, а в системе «пласт-скважина» - лишь эпизодически, для обеспечения безопасных условий работы при проведении подземных ремонтов скважин.

Проблема повышения долговечности насосно-компрессорных труб в скважинах, продукция которых содержит коррозионоактивные компоненты (сероводород, углекислый газ и др.), решается несколькими путями, из которых наиболее рациональными являются: изготовление насосно-компрессорных труб из коррозионностойких сталей и сплавов, проведение рациональной термической обработки, нанесение на поверхность труб коррозионностойких покрытий, применение ингибиторов коррозии.

Изготовление насосно-компрессорных труб из нержавеющей сталей является самым надежным с точки зрения коррозионной и эрозионной стойкости труб. Помимо этого, в этом случае возможно получение труб с более высокими прочностными свойствами.

ВНИИГазом совместно с ЦНИИЧерметом была разработана сталь марки Х8 следующего химического состава (%): С-0,46, Cr-7,89, Si-0,41, Mn-0,22, S-0,014, P-0,009. Лабораторные и стендовые промышленные испытания показали довольно высокую стойкость этой стали. Однако недостатком данного направления является сравнительно высокая стоимость таких сталей.

Одним из эффективных направлений повышения долговечности насосно-компрессорных труб в скважинах, продукция которых содержит углекислый газ и сероводород, является применение в качестве конструкционного материала алюминиевых сплавов. В качестве конструкционного материала для изготовления насосно-компрессорных труб МИНХиГП был рекомендован алюминиевый сплав Д16Т (Д16 - алюминиевый деформируемый сплав с высоким содержанием меди и магния. Буква Д обозначает дюраль, а цифра 16 указывает на процентную чистоту сплава. Дюраль марки Д16Т закаленный и естественно состаренный на максимальную прочность).

Перспективным способом защиты стальных насосно-компрессорных труб от водородного охрупчивания в условиях сероводородсодержащих нефте- и газопромысловых сред могут стать гальванические титановые покрытия. Защитные свойства титанового покрытия против водородного охрупчивания объясняется низким коэффициентом диффузии водорода в титане в условиях образования его гидроксида, а также обеднением углеродом и повышением пластичности слоя стали, прилегающего к титановому покрытию.

Небольшие глубины характерны для Каспийских месторождений, что вызывает ряд проблем при их освоении. Например, при обнаружении месторождения имени Ю. Корчагина исследователям пришлось пробуривать горизонтальные скважины почти до 8 км. Среди основных особенностей освоения шельфовых месторождений Каспийского моря выделяют следующие:

- Каспийское море – это исторически заповедная зона, которая служит местом обитания ценных видов рыб, имеющих промысловое значение
- высокие ледовые (торосы), ветровые, волновые нагрузки;
- сложные климатические условия, в том числе периодические, резкие колебания уровня моря более 2,5 м;
- слабо развитая инфраструктура и возможность перевозить судами необходимые материалы и оборудование по Волго-Каспийскому каналу;

- требования по соблюдению «нулевого сброса» в окружающую среду;
- проектирование и строительство стационарных платформ и сооружений как под водой, так и над водой, бурение наклоннонаправленных скважин с одного места (куста) длиной до 7000 м;
- разработка рациональных (прогрессивных) проектов строительства морских ледостойких стационарных платформ (МЛСП) с максимальным числом многоствольных скважин [13].

Стратегические интересы нефтегазовых компаний по разработке месторождений нефти и газа в заповедной зоне на дне Каспийского моря заставляют искать новые подходы и инновационные технические решения.

Опыт эксплуатации технологического оборудования Астраханского газоперерабатывающего завода, который контактирует с сероводородсодержащими средами, свидетельствует о том, что даже высоколегированные хромоникелевые аустенитные нержавеющие стали, обладающие хорошей коррозионной стойкостью, при определённых условиях подвержены коррозии, иногда в течении достаточно короткого времени [14]. Для обнаружения и предотвращения коррозионных воздействий в оборудовании, которое выполнено из высоколегированных хром-никель сталей, проводится технический анализ состояния оборудования. При этом анализ проводится на основании опыта эксплуатации оборудования с применением методов неразрушающего контроля. Для обеспечения безаварийной эксплуатации оборудования Астраханского газоперерабатывающего завода особое внимание уделяется индивидуальным условиям эксплуатации и выбору материалов, из которых изготавливается оборудование, работающее в коррозионноопасной среде.

## 2 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ В ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО СОДЕРЖАНИЯ СЕРОВОДОРОДА

### 2.1 Анализ существующих технологий борьбы с сероводородом и связанными с ними осложнениями при добыче нефти

Известные в настоящее время способы борьбы с сероводородом и связанными с ним осложнениями в процессах добычи, сбора и подготовки нефти по их функциональной направленности рекомендовано делить на четыре группы [15]:

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

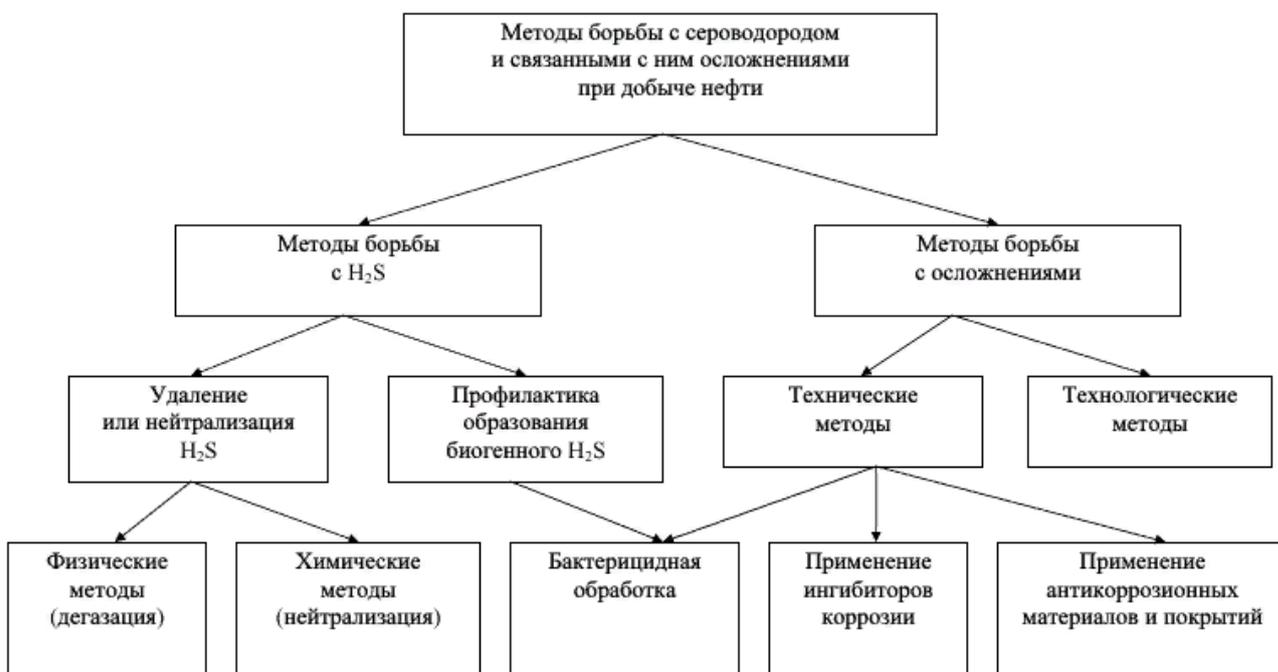


Рисунок 6 – Классификация методов борьбы с осложнениями, вызванными повышенным содержанием сероводорода

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 в каждом конкретном случае необходимо, прежде всего, определить его происхождение и причину появления в продукции нефтяных скважин. Если в составе пластовой нефти какого-то месторождения изначально присутствует реликтовый сероводород, бесполезно решать проблему борьбы с ним путем его удаления в продуктивном пласте или скважине. Тогда прежде всего необходимо максимально ограничить выделение и накопление газообразного сероводорода в скважине. При этом данные методы эффективнее использовать в системе сбора и подготовки скважинной продукции, а в системе «пласт-скважина» – очень редко, для обеспечения безопасных условий работы при проведении подземных ремонтов скважин.

### **2.1.1 Технология борьбы с сероводородом при добыче нефти**

При добыче из пласта продукции, содержащей сероводород, одной из самых важных задач является защита фонтанных и обсадных труб и оборудования от его агрессивного воздействия и возникновения коррозии. Наиболее эффективным методом для противодействия сероводородной коррозии на этапе добычи нефти является применение трубного хозяйства, изготовленного из некорродирующих материалов, включающих в себя различные виды стеклопластика и пластмасс. Данный подход позволяет решить проблему сероводородной коррозии, однако накладывает определенные ограничения на эксплуатацию данного оборудования. Данные трубы характеризуются меньшей прочностью в сравнении со стальными аналогами, а их соединения – сложные и неразъемные. По этим причинам указанные материалы не используются для производства обсадных колонн. А доля насосно-компрессорных труб, изготовленных из этих некорродирующих материалов, невелика (не более 10 %).

Для защиты от коррозии, вызванной повышенным содержанием в скважинной продукции сероводорода, на Астраханском газоконденсатном месторождении применяются специальные стали, стойкие к сероводородному растрескиванию под напряжением [16]. Вторая техническая и эксплуатационные колонны, в которых возможен контакт с агрессивной сероводородосодержащей средой, выполнены из труб, изготовленных из низколегированной стали категорий прочности С-90, С-95 по API 5СТ с высокогерметичными резьбовыми соединениями, прошедшими специальные коррозионные испытания на стойкость против сероводородного коррозионного растрескивания. Для компоновки насосно-компрессорных труб применяются аналогичные трубы категории прочности С-90. Элементы подземного оборудования также изготовлены из сталей, обладающих стойкостью к сульфидному растрескиванию под напряжением [17].

Наиболее простым и получившим широкое распространение способом повышения коррозионной стойкости обсадных и насосно-компрессорных труб является обработка внешней и внутренней поверхностей труб и мест их соединения специальными антикоррозионными покрытиями. Степень защиты зависит от способа нанесения и химического состава покрытия, которое подбирается под конкретные условия эксплуатации в зависимости от кислотности среды, содержания солей. Основой антикоррозионного покрытия могут как металлы (цинк Zn, хром Cr, оксид алюминия  $Al_2O_3$ ), так и неметаллы (смолы, керамика, стеклопластик) [18].

Способ нанесения покрытия является немаловажным фактором, определяющим его долговечность, поэтому обработка труб на специальном оборудовании в заводских условиях является более предпочтительной. Нанесение защитных покрытий является одним из самых доступных способов защиты металла от коррозии, однако он не может гарантировать стопроцентную защиту материала и обычно применяется в совокупности с другими способами защиты.

Ещё одним способом защиты от коррозии является электрохимическая защита, это достаточно эффективный метод защиты металла от коррозии, применяемый в условиях, где возникают проблемы с обновлением защитного покрытия материала, в том числе с обсадными колоннами и насосно-компрессорными трубами. Для защиты обсадных колонн и насосно-компрессорных труб применяются различные виды катодов. Известно устройство для защиты от коррозии внутренней поверхности насосно-компрессорных труб в нефтегазодобывающих скважинах, включающее установленные внутри колонны по всей ее длине анодные элементы, выполненные в виде полых цилиндров из материала с более высоким электрохимическим потенциалом по сравнению с материалом колонны [Патент №2072029 - Способ защиты от коррозии внутренней поверхности колонны насосно-компрессорных труб в нефтедобывающих скважинах и устройство для его осуществления].

Однако большим недостатком этого вида защиты является сложность замены разрушившегося анода. Удачным решением этой проблемы можно считать конструкцию анода для защиты НКТ, предложенную специалистами Научно-производственного предприятия «ВНИКО» [патент № 2357009].

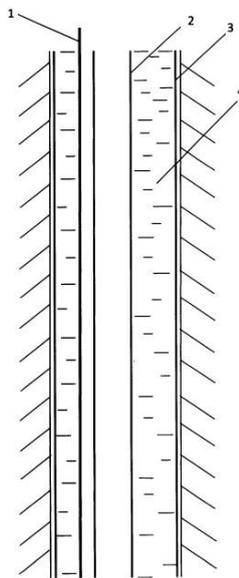


Рисунок 7 – Анод для защиты от коррозии нефтегазодобывающих скважин: 1 – анод, 2 – НКТ, 3 – обсадная труба, 4 – ионопроводящая среда

Анод представляет собой гибкий стальной трос из коррозионно-стойкой стали в перфорированной оболочке из эластичного, термостойкого, изоляционного материала. При этом он размещен в скважине между насосно-компрессорной и обсадной трубами на всю длину защищаемой поверхности насосно-компрессорной трубы. Благодаря такой конструкции анод может быть использован на большой глубине и при необходимости быстро заменен.

Применение ингибиторов – ещё один эффективный способ защиты труб от коррозии. К ингибиторам коррозии относятся как неорганические вещества: фосфаты, бихроматы, силикаты, так и органические соединения, в состав которых входит кислород, азот и сера. Защита осуществляется путём введения защитного вещества в межтрубное пространство или закачка непосредственно в пласт, однако при этом нужно принимать меры, предотвращающие загрязнение капиллярных каналов пласта.

Также важным осложнением при работе скважин, продукция которых характеризуется высоким сероводородосодержанием, является гидратообразование. Из всех компонентов природного газа сероводород дает гидраты с наивысшей температурой существования (при давлении 2,3 МПа гидрат сероводорода существует при температуре 29,5 °С). Например, в нестабильном газоконденсате Астраханского газового комплекса содержание сероводорода выше, чем на других месторождениях, поэтому проблема предупреждения образования гидратов стоит очень остро [19].

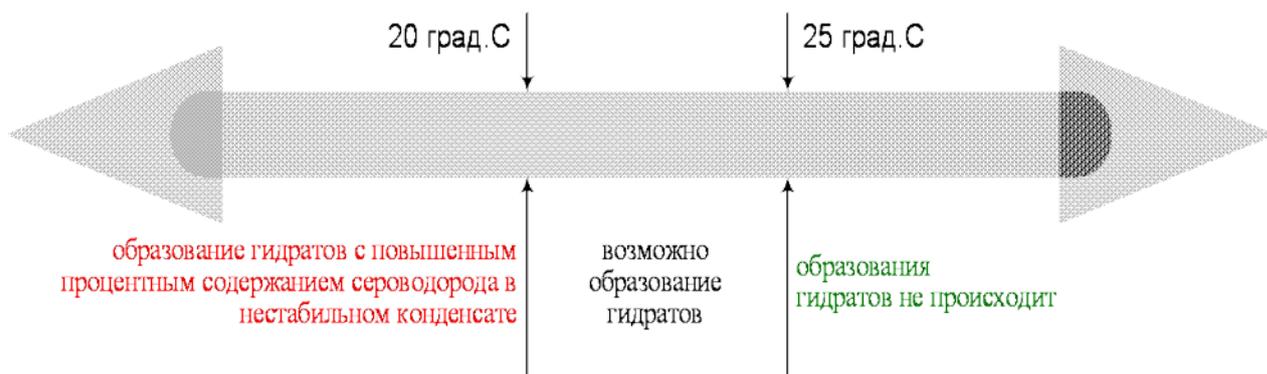


Рисунок 8 – Температурные условия образования гидратов

Исходя из понимания условий образования гидратов из-за повышенного содержания сероводорода, можно установить основные пути по противодействию гидратообразованию. При снижении температуры в скважине ниже критической, должны использоваться ингибиторы гидратообразования: хлористый кальций, метиловый спирт  $\text{CH}_3\text{OH}$  (метанол), гликоли (этиленгликоль, ди- и триэтиленгликоль) [20].

В процессе эксплуатации насосно-компрессорных труб, на их внутренних стенках постоянно происходит отложение парафинов и солей. Это не только снижает дебит скважины, но и оказывает негативное воздействие на состояние материала труб, поскольку контактирующие со стенками НКТ соли являются агрессивной средой, благоприятной для протекания коррозии. Периодическая чистка насосно-компрессорных труб и удаление отложений солей и парафинов может снизить скорость коррозии до 50 %. Основными методами борьбы с парафиновыми отложениями являются покрытие внутренних поверхностей НКТ эмалями, полимерами, стеклом, обработка скважин горячей нефтью, удаление отложений с помощью скребков, но наиболее эффективным считается магнитная обработка водонефтяной смеси. Работа магнитных устройств приводит к изменению физико-химических свойств перекачиваемой через магнитное устройство смеси, вследствие чего количество отложение парафинов и солей на стенках НКТ значительно снижается [21].

### **2.1.2 Технология борьбы с сероводородом в процессе сбора и подготовки скважинной продукции**

Удаление сероводорода из продукции нефтяных скважин возможно двумя путями [22]:

- физическими способами (дегазацией нефти);
- химическими методами нейтрализации сероводорода.

Среди физических способов, основывающихся на десорбции молекул сероводорода в газовую фазу, выделяют три основных:

- сепарацию;
- ректификацию;
- отдувку.

Физические способы извлечения сероводорода 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.

Существуют различные типы процессов сепарации нефти в зависимости от его технологии:

- холодная и горячая сепарация;
- одно- и многоступенчатая сепарация;
- горяче-вакуумная сепарация.

При увеличении числа ступеней сепарации достигается лучшая дегазация нефти. Наибольшей эффективностью характеризуется двухступенчатая сепарация, которая нашла широкое применение на месторождениях Татарстана, Башкортостана и др.

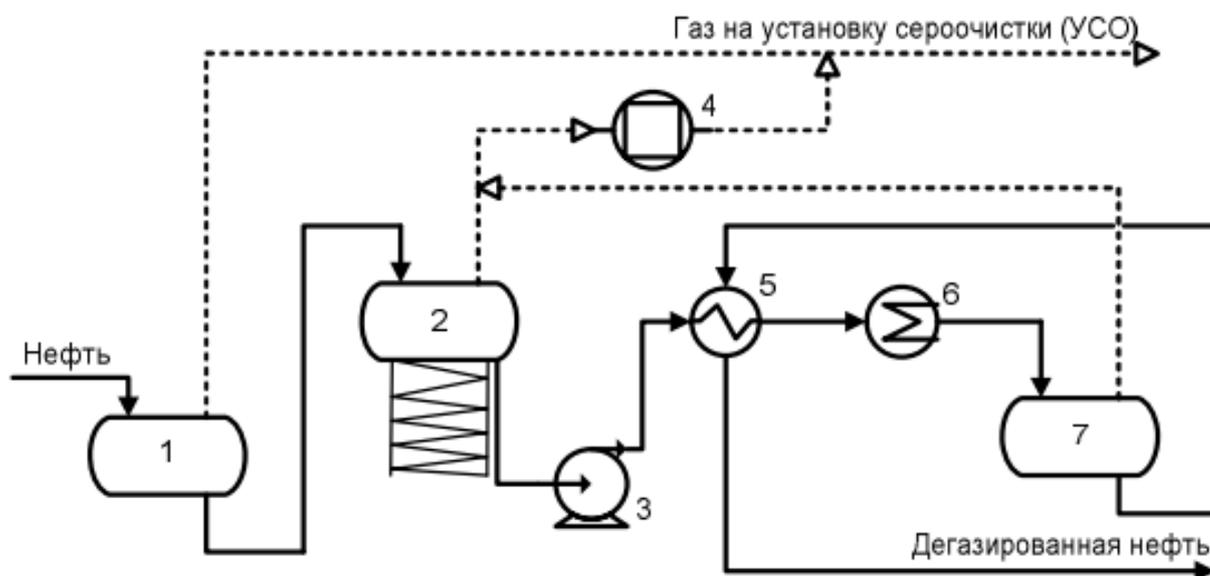


Рисунок 9 – Технологическая схема сепарации нефти: 1 – сепаратор первой ступени; 2 – сепаратор второй ступени; 3 – насос; 4 – компрессор; 5 – теплообменник; 6 – подогреватель; 7 – сепаратор горячей ступени сепарации

В ходе холодной сепарации удаляется большая часть сероводорода, который уносится с попутными газами. Половина оставшегося сероводорода извлекается горячей сепарацией при температуре порядка 55°C. При этом в нефти остается около трети исходного сероводорода, что требует комплексирования данного метода с химическими методами извлечения сероводорода, поскольку при высоком его исходном содержании нефть после обработки все еще остается коррозионно активной.

К недостаткам очистки нефти с помощью процесса сепарации можно отнести:

- необходимость очистки попутного газа от сероводорода (с помощью ректификации);
- небольшая эффективность процесса.

Самым универсальным методом для подготовки нефти с высоким содержанием сероводорода можно считать ректификацию. Процесс

ректификации нефти позволяет получать низкое содержание сероводорода в товарной нефти при малых ее потерях (рисунок 10).

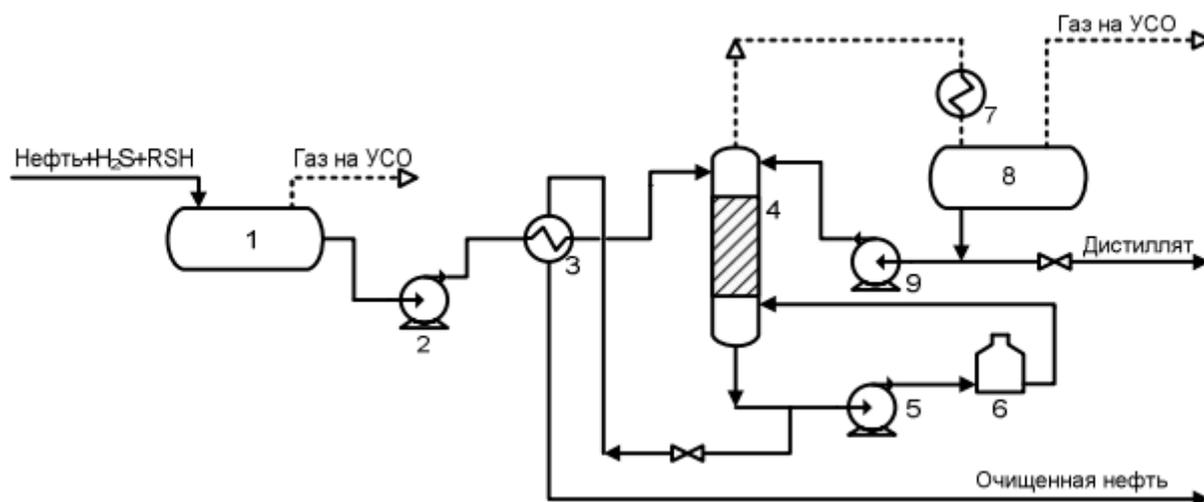


Рисунок 10 – Принципиальная схема ректификации нефти: 1 – концевая сепарационная установка (КСУ); 2, 5, 9 – насосы; 3 – теплообменник; 4 – ректификационная колонна; 6 – печь; 7 – холодильник; 8 – рефлюксная емкость

Давление и температура в ректификационной колонне определяются параметрами сырья. Ректификация активно применяется за рубежом с целью удаления сероводорода и глубокой стабилизации нефти.

Несмотря на преимущества данного метода в сравнении с установками обычной сепарации нефти, ректификация характеризуется высокими капитальными, энергетическими и эксплуатационными затратами, что ограничивает ее применение.

Среди всех технологий наиболее малотребовательной к количеству оборудования является, отдув сероводорода и меркаптанов из нефти бессернистым газом. Этот процесс можно осуществлять, как в КСУ, так и в специальной десорбционной колонне. Эффективность технологии отдува зависит от удельного расхода газа, температуры нефти и давления в колонне. Чтобы очистить нефть с содержанием сероводорода от 510 до 550 ppm по технологии отдува, необходимо обеспечить расход газа не менее 10 нм<sup>3</sup>/ м<sup>3</sup> при

температуре 50°C. Стоит упомянуть, что низкомолекулярные меркаптаны практически не удаляются из нефти при отдуве.

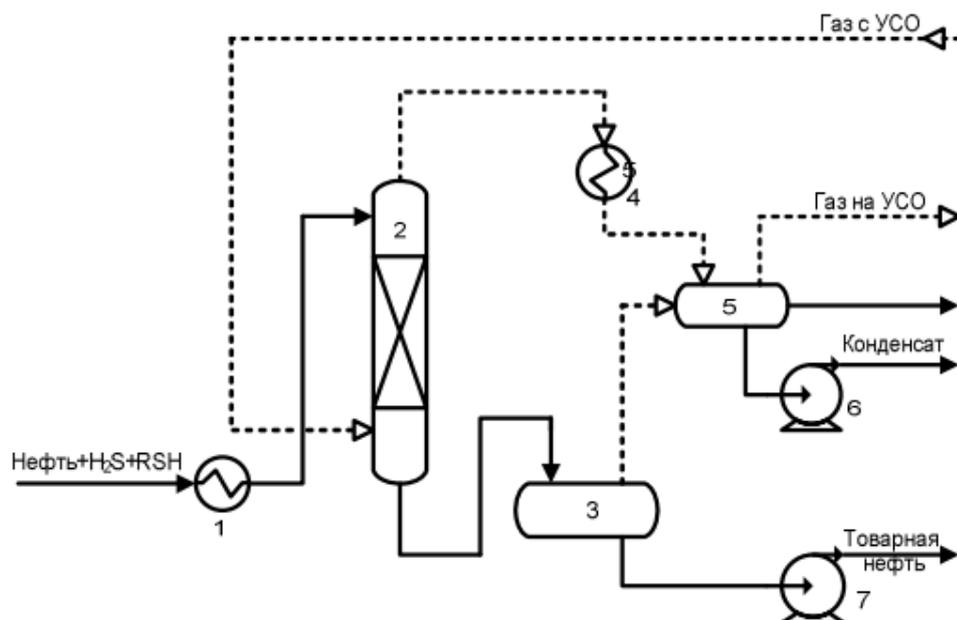


Рисунок 11 – Технологическая схема отдува сероводорода в десорбционной колонне: 1 – подогреватель; 2 – десорбционная колонна; 3 – буферная емкость; 4 – холодильник; 5 – газосепаратор; 6,7 – насосы

Таким образом, можно сказать, что данная технология позволяет очищать сырье с содержанием сероводорода не более чем 200-250 ppm. При более высоких значениях необходимо обеспечить дополнительные методы очистки продукции для комплексной её подготовки.

Химические методы удаления сероводорода в продукции нефтяных скважин основаны на его экстракции растворами химических реагентов (поглотителей сероводорода) и их условно делят на три основных [23].

- 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 удаления сероводорода в продукции добывающих скважин применение химических реагентов с получением органических соединений серы считается наиболее эффективным.

## **2.2 Анализ химических составов и технологий нейтрализации сероводорода**

На объектах, где невозможно применение технологии отдувки (отсутствие газа, который может использоваться в качестве агента для отдувки, системы газосбора или низкая пропускная способность), целесообразно использование технологий, основанные на химических методах удаления сероводорода из нефти.

Химические методы удаления сероводорода в продукции нефтяных скважин основаны на его экстракции растворами химических реагентов (поглотителей сероводорода) и их условно делят на три основных [23]:

- нейтрализация с получением органических соединений серы (сульфидов, меркаптанов, дисульфидов);
- нейтрализация с получением неорганической соли (сульфида, сульфита, сульфата);
- окислительно-восстановительный метод с получением серы [24].

Удаление сероводорода  $H_2S$  из нефтяных продуктов путем его нейтрализации химическими реагентами целесообразно осуществлять при исходной массовой доле  $H_2S$  в нефти не более 0,02–0,025 %.

Выбор реагента для нейтрализации сероводорода определяется специфичными для промыслов условиями:

- промысловые блоки и технологические аппараты являются рассредоточенными объектами, которые располагаются в районах с

недостаточно развитой инфраструктурой и дорожной сетью, поэтому желательно иметь на месторождении малотоннажные автономные установки, состоящие из блока приготовления нейтрализатора и блока нейтрализации сероводорода;

- промышленные блоки и технологические аппараты размещаются на открытых площадках в различных климатических зонах, что предъявляет особые требования к условиям поставки и хранения реагента;

- продукты химической реакции нейтрализации должны утилизироваться непосредственно на месторождении, желательно с получением положительного эффекта в технологических процессах эксплуатации месторождения;

- процесс нейтрализации должен быть экологически чистым и промышленно безопасным.

Непосредственно к нейтрализаторам сероводорода и легких меркаптанов как к рабочим промышленным агентам предъявляются следующие требования:

- реагент,готавливаемый в промышленных условиях, должен обеспечивать поглощение сероводорода и легких меркаптанов в широком диапазоне pH, температуры и давления;

- свойства нефти (конденсата), газа, промысловых жидкостей не должны ухудшаться при избытке реагента;

- реакция нейтрализации должна быть полной, быстрой и прогнозируемой, продукты реакции должны быть инертными к очищаемой продукции;

- реагент и продукты его реакции не должны вызывать коррозию нефтепромышленного оборудования;

- реагент должен быть доступен и экологически безопасен;

- класс опасности реагента должен быть не ниже третьего.

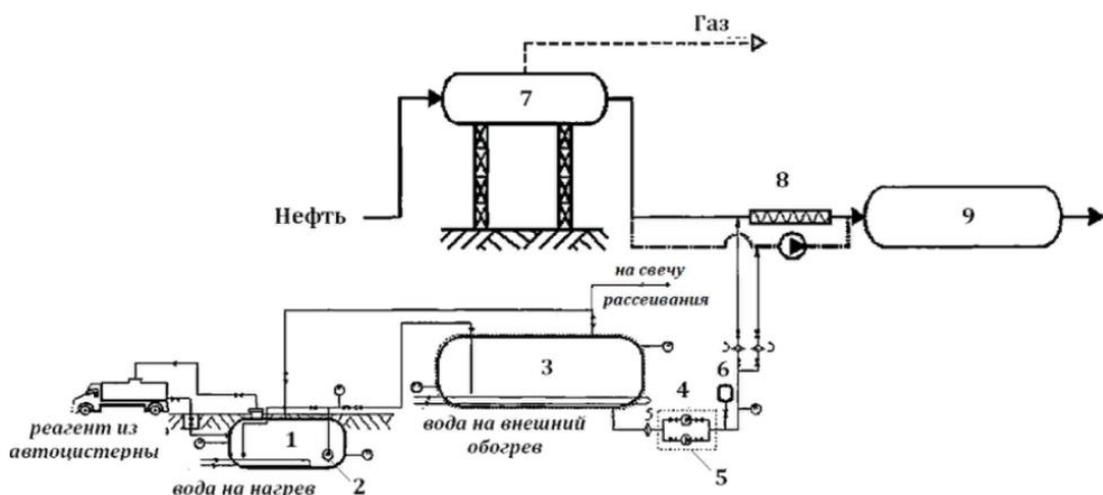


Рисунок 12 – Технологическая схема нейтрализации сероводорода в нефти химическими реагентами: 1 – емкость для приема реагентов 25 м<sup>3</sup>; 2 – погружной насос; 3 – емкость для хранения реагентов 50 м<sup>3</sup>; 4 – блок насосов дозаторов; 5 – фильтры; 6 – воздушный колокол для гашения пульсаций; 7 – сепаратор нефти; 8 – смеситель; 9 – буферная емкость

На рисунке 12 представлена технологическая схема нейтрализации сероводорода в нефти химическими реагентами. Из автоцистерн реагент сливается в подземную емкость 1 (25 м<sup>3</sup>), из которой погружным насосом 2 закачивается в наземную емкость для хранения реагента 3 (50 м<sup>3</sup>). Из емкости 3 реагент поступает в блок насосов-дозаторов 4, оснащенный фильтрами 5 и воздушным колоколом 6 для гашения пульсаций. Насос-дозатор подает реагент в трубопровод товарной нефти после сепарации в аппарате 7 либо на распыляющие форсунки перед входом в смеситель 8, либо на прием технологического насоса в зависимости от конкретной технологии и схемы обвязки оборудования, принятых на объекте подготовки нефти. При смешении реагента с товарной нефтью реагент взаимодействует с сероводородом, находящимся в нефти, далее смесь поступает в буферные емкости 9, из которых очищенная от сероводорода нефть направляется на узел учета.

Промысловые испытания технологии нейтрализации сероводорода нефти химическими реагентами на объектах ПАО «Татнефть» показали, что ее

использование ограничено возможным негативным влиянием реагентов на показатели качества товарной нефти (содержание воды, хлористых солей, механических примесей).

Испытания наиболее эффективных реагентов на аминокормальдегидных смесях типа НСМ и СНПХ выявили в первую очередь их заметное влияние на результаты анализа хлористых солей, хотя реагенты не содержат существенного количества хлоридов, в связи, с чем правомерно говорить о «кажущейся» концентрации хлористых солей. При использовании реагентов таких типов установлено некоторое повышение количества водной фазы в нефти.

Одним из продуктов протекающих с сероводородом реакций также является вода, поэтому при использовании данных реагентов в нефть поступает дополнительное количество воды. Промысловые испытания технологии с использованием реагентов на основе аминокормальдегидной смеси показали, что при исходной массовой доле сероводорода в нефти не более 230 ppm и дозирование реагентов в количестве до 2 кг/т возможно снижение массовой доли сероводорода до требуемого уровня без большого негативного влияния на показатели качества нефти. Однако при исходной массовой доле сероводорода более 250–300 ppm и для получения остаточной массовой доли сероводорода в нефти менее 20 ppm требуется расход реагентов 3–4 кг/т, что уже заметно ухудшает качество нефти: в ней значительно повышается содержание водной фазы, и продукты реакции отрицательно влияют на определение хлористых солей, показывая фиктивное повышение их концентрации в нефти.

Из применяемых в настоящее время реагентов при комплексной оценке всех факторов наиболее приемлемы композиции на основе формальдегида с аминами [25].

На основании лабораторных испытаний было установлено, что наиболее эффективными химическими реагентами – нейтрализаторами сероводорода в нефти – являются «Десульфон СНПХ-1200» (ПАО «НИИнефтепромхим» г.

Казань), «ПСВ 3401-Б» (ЗАО «03 НЕФТЕХИМ», г. Уфа), «НТ-31» (ООО НПФ «Нефтяные технологии», г. Казань) [25]. Результаты испытаний наиболее эффективных реагентов представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты испытаний наиболее эффективных реагентов [25]

Реагент	Дозировка кг/т	Массовая доля сероводорода в нефти, ppm						Мас. конц. хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>
		Нех.	1 ч	2ч	3 ч	4ч	6 ч	
СНПХ-1200	0,9	277	106	62	48	32	18	117
СНПХ-1200	1,4		105	41	-	15	-	78
СНПХ-1200	2,0	418	60	25	15	-	-	275
СНПХ-1200	2,2	385	-	25	-	0	-	-
НТ-31	2,0	396	-	55	-	45	17	64
	3,0		-	17	-	-	-	101
ПСВ 3401-Б	1,3	448	198	145	122	94	62	30
	2,6		87	50	19	-	-	-
	3,5		19	0	0	-	-	-
	2,1	385	-	94	-	27	15	24

«Десульфон СНПХ-1200» предназначен для нейтрализации сероводорода в водонефтяных эмульсиях, товарной нефти, природном газоконденсате, водных системах

Технологию нейтрализации сероводорода химическими реагентами на объектах НГДУ целесообразно использовать в качестве резервной в варианте подачи химических реагентов в сырую нефть перед ступенью ее глубокого обезвоживания и обессоливания [26].

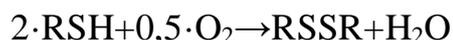
## 2.3 Очистка скважинной продукции от сероводорода в системе промышленной подготовки нефти

Объемы добычи и переработки сероводород и меркаптансодержащих нефтей и газоконденсатов неуклонно увеличиваются во всех странах мира. В таблице 4 представлены данные о нефти и газоконденсате, содержащих наибольшее количество активных сернистых соединений (сероводорода и меркаптанов).

Таблица 4 – Содержание общей и меркаптановой серы в различной нефти и конденсате

Наименование	Общая сера, Wt %	Меркаптановая сера, Wt %	MeSH, ppm	EtSH, ppm	Метил- и Тилмеркаптаны, ppm
Астраханский газоконденсат	1,38	0,19	340	270	610
Оренбургский газоконденсат	1,25	0,84	15	400	415
Карачаганакский газоконденсат	0,67	0,16	135	460	595
Тенгизская нефть	0,58	0,08	150	200	350
Жанажольская нефть	0,47	0,18	42	213	255
Зюзеевская нефть (Татарстан)	3,10	0,14	6	68	74
Радаевская нефть (Самарская область)	3,05	0,078	10	55	65
Ношовская нефть (Пермская область)	3,40	0,067	8	50	58

Для очистки легкой нефти и газоконденсата от меркаптанов  $C_1-C_2$  ВНИИУСом разработан эффективный процесс ДМС-1 [27]. Сущность процесса заключается в жидкофазном окислении меркаптанов  $C_1-C_2$  до дисульфидов кислородом воздуха в присутствии металлофталоцианинового катализатора ИВКАЗ в водно-щелочном растворе при температуре 40–50°C и давлении 6–12 атм по реакции:



Первые две установки мощностью по 4 млн т/год введены в эксплуатацию в 1996 г. на Тенгизском ГПЗ. При содержании метил- и этилмеркаптанов в нефти до очистки 250–300 ppm мас., после очистки установки обеспечивают 3–6 ppm мас. Расход катализатора ИВКАЗ составляет 0,05 г/т нефти, каустика – 50 г/т нефти. К 2009 г. по этой технологии очищалось уже 13 млн т/год Тенгизской нефти. В 2010 г. эти установки были реконструированы под технологию ДМС-2 с увеличением производительности до 16 млн т/год. В процессе ДМС-2 при температуре 30–50°C давление 6–12 атм происходит экстракция сероводорода и меркаптанов едким натром. Насыщенный меркаптидами и сульфидом натрия щелочной раствор, содержащий 50–100 ppm растворенного катализатора ИВКАЗ, поступает в регенератор, где при температуре 50–60°C и давлении 5 атм происходит окисление меркаптидов и сульфида натрия с регенерацией каустика по реакциям.

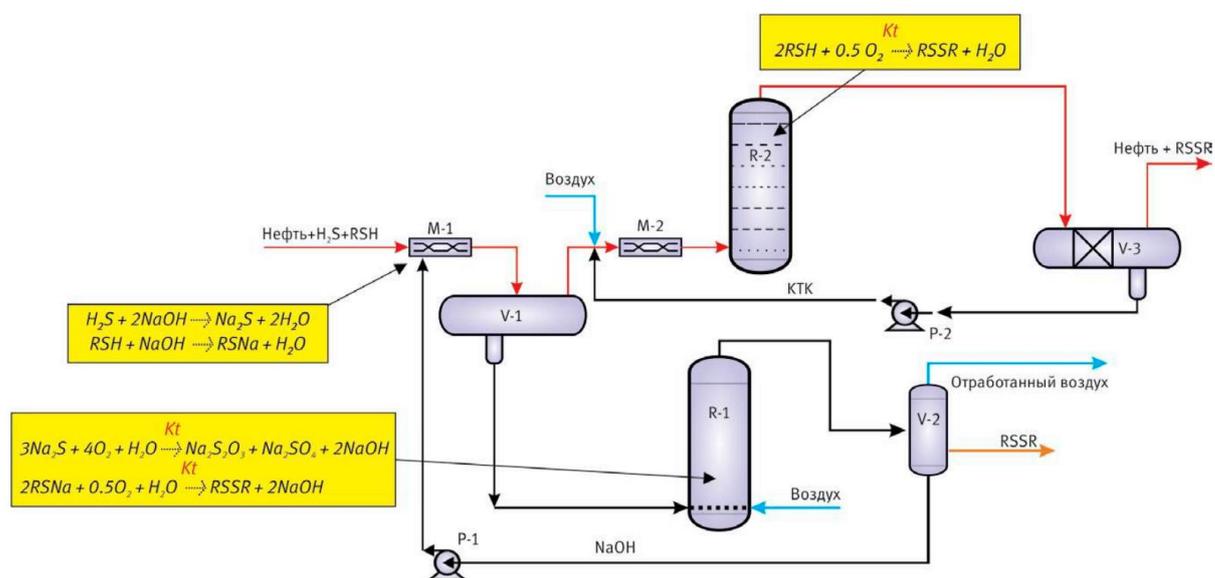


Рисунок 13 – Принципиальная технологическая схема процесса ДМС-3

Для очистки тяжелой нефти от сероводорода и меркаптанов разработан и внедрен на промыслах ПАО «Татнефть» процесс ДМС-1МА (рисунок 14). При

осуществлении этого процесса меркаптаны окисляются до дисульфидов, сероводород — в элементарную серу, которая в свою очередь реагирует с меркаптанами, превращая их в дисульфиды. Принципиальная технологическая схема процесса ДМС-1МА представлена на рисунке 14.



Рисунок 14 – Принципиальная технологическая схема установки очистки нефти от сероводорода аммиачно-каталитическим окислительным способом

Нефть после сепарации газа и обессоливания поступает в буферную емкость E-1, из которой насосом Н-1 направляется в статический смеситель М-1. На компрессор Н-1 подается расчетное количество водно-аммиачного раствора катализатора ИВКАЗ (КТК). В поток нефти после насоса Н-1 компрессором К-1 подается сжатый воздух. Смесь нефти, КТК и воздуха поступает в реактор Р-1, а из него в сепаратор E-101, где из нефти выделяется основная часть отработанного воздуха. Из куба E-101 отстоявшийся КТК рециркулирует на компрессор Н-1. Далее нефть поступает во второй сепаратор С-101, где происходит сепарация оставшейся части отработанного воздуха. В поток нефти после сепаратора E-101 подают расчетное количество пресной воды для отмывки от солей – продуктов реакции. Из сепаратора С-101 нефть направляется в товарный парк. Процесс ДМС-1МА позволяет очистить нефть до остаточного содержания сероводорода 3–5 ppm при его исходной концентрации 550–580 ppm. При этом удельный расход основного реагента (водно-аммиачного раствора катализатора ИВКАЗ) составляет 0,5 л/т нефти, что в денежном выражении составляет 6 рублей на т нефти. Технологический

процесс гибок в управлении. Изменяя скорость подачи КТК, концентрацию катализатора в КТК, можно установить желаемую степень превращения сероводорода. Кроме аммиачно-каталитического окислительного метода для очистки нефти при её подготовке на промыслах часто используют нейтрализацию сероводорода химическими реагентами и отдув углеводородным газом.

#### **2.4 Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии, предупреждение отложения сульфида железа в процессе эксплуатации скважин**

Применение вышеперечисленных методов борьбы с сероводородом на нефтяных месторождениях не может полностью решить проблему защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии. В связи с этим на нефтяных месторождениях широко применяются такие методы защиты оборудования от коррозии, как применение ингибиторов коррозии и коррозионно-стойких труб. Например, внедрение ингибиторов коррозии на 65 нефтяных промыслах АНК «Башнефть» позволило за последние 10 лет снизить поток отказов трубопроводов и аварий в системах нефтесбора и ППД соответственно в 5 и 7,5 раз при снижении объемов добываемой жидкости и транспортируемых сточных вод соответственно в 2,3 и 2,1 раза. А замена наиболее коррозионно-опасных участков нефтепромысловых коммуникаций на коррозионно-стойкие трубы позволила за последние 5 лет (при объеме внедрения 15% от общей протяженности трубопроводов) снизить поток отказов в 3–4 раза [28].

На месторождениях в основном применяются два ингибитора коррозии – СНПХ-1004 и Викор-1, показавшие наибольшую эффективность в данных условиях, т.к. они одновременно обладают антикоррозионными, бактерицидными и нейтрализующими по отношению к сероводороду свойствами. Обработка этими реагентами нефтепромысловых систем производится по трем технологиям: непрерывным дозированием в систему сбора нефти (ДНС, ТВО, АГЗУ) и систему ППД (КНС, БКНС) с удельным

расходом 30 г/м<sup>3</sup>; периодической обработкой этих систем ударными дозами – до 400 г/м<sup>3</sup>; периодической обработкой добывающих скважин (оборудованных УЭЦН) путем задавки реагентов в призабойную зону пласта с расходом до 400 кг на одну обработку.

Выносимые из скважины частицы сульфида железа создают ряд определенных затруднений в системе добычи, транспорта и подготовки нефти. Данные механические примеси, отлагаясь на внутренней поверхности трубопроводов, увеличивают скорость коррозии металла труб в 5 и более раз. Из-за высокого содержания примесей в сточной воде происходит кольматация каналов фильтрации пород ПЗП и увеличиваются затраты, связанные с поддержанием плановой приемистости нагнетательных скважин. Поэтому задача по уменьшению вредного влияния механических примесей, состоящих в основном из сульфидов железа, а также из отложений других неорганических солей, частиц породы пласта и органических компонентов нефти является актуальной.

Основными источниками образования сульфидов железа являются промышленные среды, содержащие ионы Fe<sup>2+</sup> и сероводород, жизнедеятельность сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ), наряду с процессом коррозии нефтепромышленного оборудования [29].

Из практики борьбы с солеотложениями установлено, что стоимость работ, связанных с удалением солей, намного превышает стоимость работ, направленных на их предотвращение.

Для предотвращения сульфидообразования используются ингибиторы. Один из методов предполагает использование в качестве ингибитора медного комплекс нитрилотриметилфосфоновой кислоты (НТФ) – тринатриевую соль общей формулы Na<sub>3</sub>CuHL, где L – депротонированный остаток нитрилотриметилфосфоновой кислоты N(CH<sub>2</sub>PO<sub>3</sub>H<sub>2</sub>)<sub>3</sub> (А.С. СССР №893900, С 02 F 5/10, 1981 г.). Однако указанное соединение неэффективно для предупреждения отложения солей, содержащих одновременно сульфаты,

карбонаты кальция, магния и сульфид железа. Второй метод предотвращения отложения минеральных солей и сульфида железа, предусматривающий использование в качестве ингибитора солеотложений водного раствора тринатриевой соли нитрилотриметилфосфоновой кислоты и органического амина (патент РФ №2140522, Е 21 В 37/00, 1999 г.). Недостатком этого способа является недостаточно высокая эффективность предотвращения минеральных солей в присутствии сульфида железа. Третий метод предотвращения отложения минеральных солей и сульфида железа при добыче нефти путем обработки попутно-добываемой воды водным раствором тринатриевой соли нитрилотриметилфосфоновой кислоты с добавкой малеиновой кислоты и закачивания обработанной воды в пласт (патент РФ №216500, Е 21 В 37/06, 37/00, 2000 г.), который является наиболее близким к заявляемому решению по технической сущности и достигаемому эффекту. Недостатками указанного способа являются недостаточно высокая эффективность предотвращения сульфидосодержащих осадков при высоком содержании железа в попутно-добываемой воде.

Одним из методов предотвращения образования нерастворимых солей сульфида железа в процессе эксплуатации скважин является применение комплексонов – многоосновных органических кислот. Механизм действия комплексонов основан на образовании комплексоната металла, в результате чего индукционный период кристаллообразования (время образования зародыша) увеличивается как вследствие снятия перенасыщения растворов солей, так и вследствие замедления роста кристаллов [30].

К таким эффективным и доступным комплексонам относятся ацетатные соединения: гидроксиэтилендиаминтриуксусная кислота HEDTA-Na<sub>3</sub> (Dissolvine H-40), N, N-диацетат-тетранатриевая соль GLDA-Na<sub>4</sub> (Dissolvine GL-38), а также соединения, содержащие фосфонаты: гидроксиэтилидендифосфоновая кислота (ОЭДФ) и нитрилотриметиленфосфоновая кислота (НТФ), композиции которых

производятся под торговыми марками ФОКС-03К, СНПХ-5313Н, СНПХ-5314, Оптима-017 [31].

К факторам, влияние которых оценивается при определении эффективности комплексонов, относятся: содержание ионов  $Fe_{2+}$  в сероводородсодержащей среде, температура пластовой жидкости, физико-химический состав осложненной среды, дозировка комплексонов.

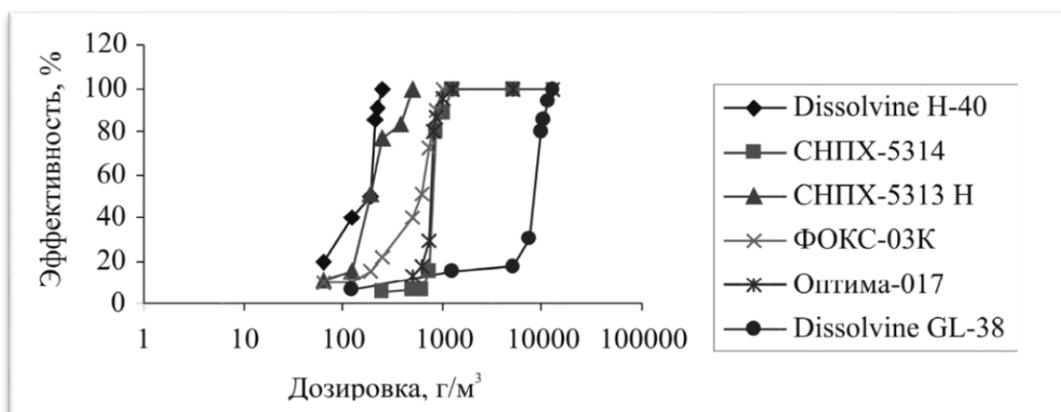


Рисунок 15 – Эффективность действия комплексонов в сероводородсодержащей среде при  $[Fe_{2+}] = 65,92$  мг/дм<sup>3</sup>,  $t = 20$  °C

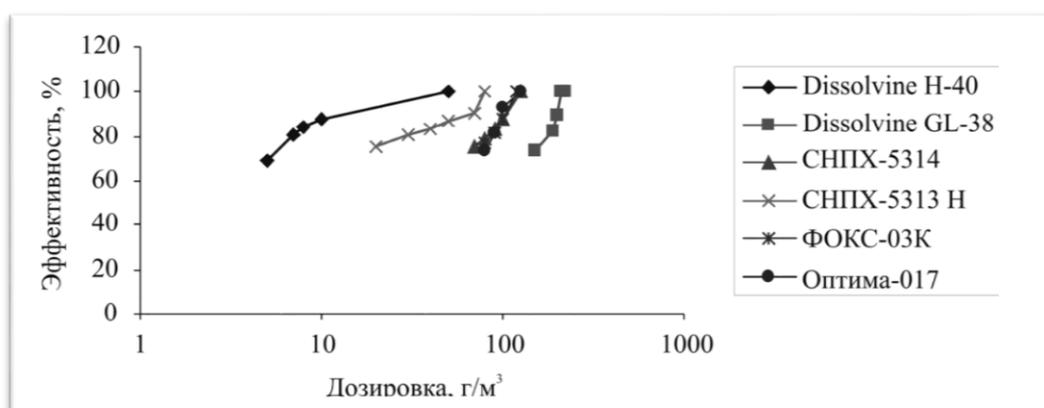


Рисунок 16 – Эффективность действия комплексонов в сероводородсодержащей среде при  $[Fe_{2+}] = 22,78$  мг/дм<sup>3</sup>,  $t = 20$  °C

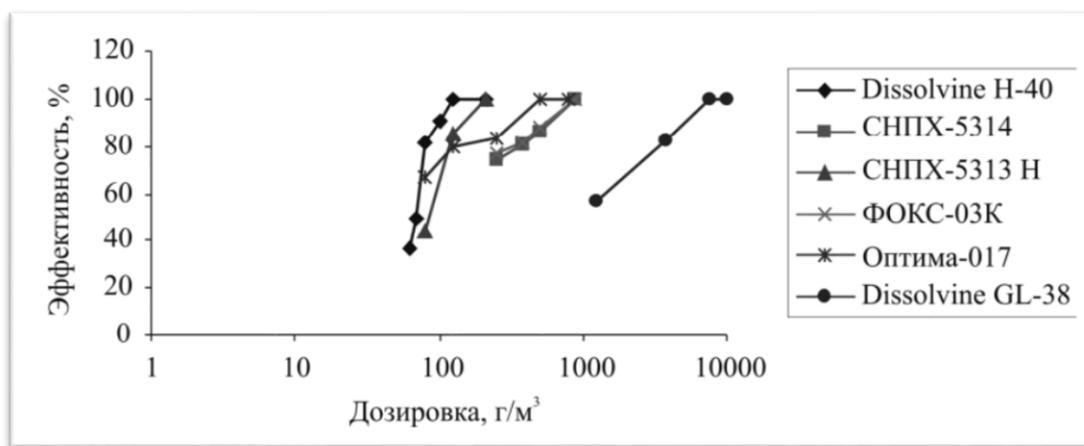


Рисунок 17 – Эффективность действия комплексонных реагентов в сероводородсодержащей среде при  $[Fe_{2+}] = 65,92 \text{ мг/дм}^3$ ,  $t = 80 \text{ }^\circ\text{C}$

Наиболее эффективным комплексонным реагентом по отношению к сульфидам железа из ацетатных соединений является Dissolvine H-40. При изменении содержания ионов  $Fe_{2+}$  в среде от  $65,92$  до  $22,78 \text{ мг/дм}^3$  эффективность предотвращения осадкообразования сульфида железа составляет более  $80 \%$ , что удовлетворяет требованиям РД с дозировкой данного реагента  $212,5$  и  $7 \text{ г/м}^3$  соответственно [33]. К его недостаткам следует отнести отсутствие комплексообразующего действия в средах, осложненных карбонатными, сульфатными и бариевыми солями.

Из фосфорорганических комплексонных реагентов максимальным ингибирующим эффектом по предотвращению осадкообразования сульфидов железа, карбонатных, сульфатных и бариевых солей обладает СНПХ-5313Н. Оптимальная дозировка реагента, при которой был достигнут удовлетворительный эффект по предотвращению образования сульфида железа, составила  $375 \text{ г/м}^3$  ( $[Fe_{2+}] = 65,92 \text{ мг/дм}^3$ ) и  $30 \text{ г/м}^3$  ( $[Fe_{2+}] = 22,78 \text{ мг/дм}^3$ ), а для карбонатных, сульфатных и бариевых сред –  $30 \text{ г/м}^3$ .

Стоит сказать, что при повышении температуры сероводородсодержащей среды с  $20$  до  $80 \text{ }^\circ\text{C}$  снижается необходимая дозировка всех исследованных комплексонных реагентов примерно в  $3$  раза [31].

### **3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО СОДЕРЖАНИЯ СЕРОВОДОРОДА**

Таким образом, сероводород, меркаптаны и свободная сера являются очень агрессивной средой, не случайно их называют «активная сера». Нефтедобывающие компании проводят непрерывный контроль состояния оборудования, которое из-за наличия сероводорода в нефтепродуктах подвержено ускоренной коррозии. Помимо катализации коррозионных процессов оборудования осадки сульфида железа склонны к осаждению вместе с бактериальной биомассой в порах пласта, что приводит к ухудшению его коллекторских свойств. Кроме того, сера осаждается в глубинно-насосном оборудовании скважин, снижая его эксплуатационные характеристики. Также в присутствии сульфида железа увеличивается расход деэмульгаторов, так как увеличивается вязкость и устойчивость водонефтяной эмульсии.

На этапе предупреждения последствий проявления сероводорода можно выделить способ, заключающийся в использовании трубопроводных систем из некорродирующих материалов, включающих в себя различные виды стеклопластика и пластмасс. Однако ввиду ограничений, накладываемых на эксплуатацию таких труб, данный способ не получил широкого распространения – лишь 10 % трубопроводов в нефтегазовом секторе состоят из некорродирующих материалов.

Более распространенным способом предупреждения сероводородной коррозии является применение антикоррозионных покрытий внешней и внутренней поверхностей трубопроводов. Применение таких покрытий является важным и обязательным требованием эксплуатации нефтепромыслового оборудования.

Помимо применения специальных материалов, для предупреждения коррозионных процессов в условиях образования сероводорода используется электрохимическая защита (ЭХЗ). Подземные и подводные стальные

трубопроводы подлежат ЭХЗ от коррозии независимо от коррозионной агрессивности окружающей среды.

Значительную долю среди методов предупреждения занимают ингибиторы коррозии и коррозионностойкие трубы. Среди рассмотренных ингибиторов наиболее эффективными являются:

- ацетатное соединение гидроксиэтилендиаминтриуксусная кислота HEDTA-Na<sub>3</sub> (Dissolvine H-40) – эффективность 80% при дозировке 7 г/м<sup>3</sup>;
- фосфорорганическое соединение СНПХ-5313Н – эффективность 80% при дозировке 30 г/м<sup>3</sup>;

Среди методов, направленных на удаление сероводорода, можно выделить химические методы с применением специальных растворов – поглотителей сероводорода. Для использования данного метода необходимо обеспечить соответствующую технологическую схему, содержащую блоки приготовления нейтрализаторов и блоки нейтрализации.

В ходе исследования были рассмотрены реагенты для нейтрализации сероводорода, среди которых можно выделить составы типа НСМ и СНПХ на основе формальдегида и аминов. На основании лабораторных испытаний, было установлено, что наиболее эффективными химическими реагентами – нейтрализаторами сероводорода в нефти – являются «Десульфон СНПХ-1200» (ПАО «НИИнефтепромхим» г. Казань), «ПСВ 3401-Б» (ЗАО «03 НЕФТЕХИМ», г. Уфа), «НТ-31» (ООО НПФ «Нефтяные технологии», г. Казань).

Было выяснено, что образец СНПХ-1200 позволяет снизить массовую долю сероводорода в нефти с 277 ppm до 106 ppm за 1 час (61,7%) при дозировке 0,9 кг/т, тогда как ПСВ 3401-Б снижает массовую долю с 448 ppm до 198 ppm (55,8%) при дозировке 1,3 кг/т. При увеличении дозировки нейтрализатора СНПХ-1200 до 2,0 кг/т массовая доля сероводорода в нефти уменьшается с 418 ppm до 25 ppm за 2 часа (94%), НТ-31 снижает массовую долю с 396 ppm до 55 ppm (86,1%) при дозировке 2,0 кг/т, а состав ПСВ 3401-Б снижает массовую долю с 448 ppm до 50 ppm (88,8%) при дозировке 2,6 кг/т.

Таким образом, среди аминокформальдегидных нейтрализаторов наиболее эффективным был признан СПНХ-1200. Он обеспечивает наибольшее уменьшение массовой доли сероводорода в нефти, а также начинает проявлять свою эффективность уже при низких дозировках реагента.

Высокую эффективность проявил технологический процесс ДМС-1, основанный на взаимодействии меркаптанов с кислородом в присутствии катализатора и последующем образовании дисульфидов. Такая технология позволяет снизить долю сероводорода в составе нефти с 550-580 ppm до 3-5 ppm. Технология ДМС-1 и ее модификации применяются на месторождениях Казахстана и месторождениях компании ПАО «Татнефть».

Помимо представленного процесс, среди методов борьбы с сероводородом можно выделить процессы двухступенчатой сепарации, которые применяются на месторождениях республик Татарстан, Башкортостан и др. Суть технологии заключается в удалении сероводорода с попутным газом в установке холодной сепарации и дальнейшей очистки нефти путем горячей сепарации. Процесс проявляет небольшую эффективность и требует дополнительной очистки попутного газа от сероводорода и, следовательно, больших эксплуатационных затрат, в связи с чем не получил широкого распространения.

Подводя итог можно отметить, что с применением определенных технологий можно предупредить образование сероводорода или снизить его влияние на техническое состояние нефтепромыслового оборудования. Разработка комплекса мероприятий по борьбе с сероводородом и последствиями его образования является важной и обязательной задачей в условиях добычи нефти с повышенным содержанием сероводорода и меркаптанов в нефти.

Анализируя рассмотренные методы, можно заметить, что высокую эффективность проявляют ингибиторы коррозии – до 80-100%, нейтрализаторы сероводорода – 56-94%. Трубопроводы из полимерных материалов обладают

стойкостью к воздействию коррозионных сред и электрокоррозии, поскольку не являются проводниками электрического тока, однако они имеют ряд ограничений при монтаже и демонтаже, ввиду сложных и неразъемных соединений. Применение антикоррозионных покрытий показало достаточно высокую эффективность – срок службы трубопроводов в 2 и более раз превышает срок службы труб без покрытия.

Таким образом, эффективной защитой при добыче нефти в условиях образования сероводорода будет являться комплекс мероприятий, включающий использование антикоррозионных покрытий трубопровода, ингибиторов коррозии и нейтрализаторов сероводорода.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7Г	Тувакову Максату Оразмурадовичу

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело», специализация «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материально-технические ресурсы: 153 086 руб; Человеческие ресурсы: 2 человека
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Коэффициент выполнения нормы = 1; Число календарных дней в году – 365; Продолжительность выполнения проекта – 3 месяца; Размер оклада руководителя проекта – 26 050 руб.; Размер стипендии студента – 12 130 руб.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 26.12.2001г. Страховые взносы 30%; Страхование от несчастных случаев 0,2%; Накладные расходы 16%.

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта. Определение целей и ожиданий, требований проекта.
2. Планирование и формирование бюджета проводимых исследований	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета исследования
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности	Проведение оценки экономической эффективности проведения

исследования	мероприятия.
--------------	--------------

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Дукарт Сергей Александрович	К.И.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Туваков Маскат		



ингибиторов-нейтрализаторов серы производится на многих предприятиях, на которых производится добыча нефти с высоким содержанием сероводорода и меркаптанов, например, АО «НК «Нефтиса», ООО «Иркутская нефтяная компания» и др.

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и содержание меркаптанов и серы, по которым будет производиться сегментирование рынка (таблица 5).

Таблица 5 – Карта сегментирования рынка

Добыча нефти с содержанием сероводорода и меркаптанов	Размер компании		
	Крупные	Средние	Мелкие
Высоким (> 1,8%)			
Низким (< 1,8%)			

Как видно из карты сегментирования, наибольший интерес для проведения рассматриваемого мероприятия представляют крупные и средние компании, поэтому именно они являются целевым рынком.

#### 4.1.2 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.

В качестве конкурентных разработок для удаления сероводорода и меркаптанов из нефти, выбраны триазиновые поглотители и поглотители на формальдегидной основе. Оценочная карта для сравнения характеристик конкурентных технических решений (разработок) представлена в таблице 6, где Б<sub>ф</sub> – химический реагент серии THIONOL; Б<sub>к1</sub> – триазиновый поглотитель; Б<sub>к2</sub> – поглотитель сероводорода на формальдегидной основе.

Таблица 6 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
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
Экономические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Конкурентоспособность	0,2	5	3	1	1,0	0,6	0,2
2. Стоимость	0,2	4	3	3	0,8	0,6	0,6
<b>Итого:</b>	1	24	6	11	4,7	2,8	2,2

Из таблицы 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.

#### 4.1.3 SWOT – анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ исследовательского проекта.

Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда, то что имеется уже на текущий момент времени. Возможности и угрозы – факторы внешней среды, они могут произойти, а могут и нет, это зависит в том числе и от принятых действий и решений. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны химических методов борьбы (С)	Слабые стороны химических методов борьбы (Сл)
1. Высокая рентабельность; 2. Широкий ассортимент реагентов на нефтепромысловом рынке; 3. Высокая эффективность и длительный эффект применения технологии; 4. Перспективность применения на шельфовых месторождениях	1. Индивидуальный подбор компонентного состава химического реагента – для разных видов нефти; 2. Подбор оборудования для дозирования реагентов и его обслуживание; 3. Периодическая остановка скважины; 4. Возможность загрязнения оборудования

	реагентом
<b>Возможности (В)</b>	<b>Угрозы (У)</b>
1. Повышение добычи сернистой нефти; 2. Увеличение межремонтного периода; 3. Совершенствование технологий по ингибированию процесса образования серы; 4. Совмещение с процессами защиты оборудования от коррозии, солеотложений и т.д.	1. Неправильный выбор химического реагента; 2. Несвоевременная поставка реагента; 3. Аварии и выход из строя оборудования

Для наглядного изображения взаимосвязей между областями матрицы строим интерактивную матрицу проекта, благодаря которой возможно объединение их в комбинации и дающие положительное (+) или отрицательное (-) соответствие сильных сторон возможностям. Знак «0» ставится при невозможности оценивания соответствия областей (таблица 8).

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта (возможности – сильные стороны)

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

Согласно таблице 8 корреляции сильных сторон и возможностей проекта составляют: В1С1С2С3С4, В2С1С4, В3С1С2С3, В4С2С4.

Далее строится интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта (таблица 9)

Таблица 9 – Интерактивная матрица проекта (возможности – слабые стороны)

Слабые стороны проекта					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Возможности проекта	В1	+	-	-	+
	В2	-	+	+	-
	В3	-	+	-	-
	В4	+	-	-	+

Согласно таблице 9 корреляции слабых сторон и возможностей проекта составляют: В1Сл1Сл4, В2Сл2Сл3, В3Сл2, В4Сл1Сл4.

Для дальнейшего анализа строится интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта (таблица 10).

Таблица 10 – Интерактивная матрица проекта (угрозы – сильные стороны)

Сильные стороны проекта					
		С1	С2	С3	С4
Угрозы проекта	У1	+	+	+	+
	У2	+	+	-	-
	У3	+	-	-	+

При анализе интерактивной матрицы были выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У1С1С2С3С4, У2С1С2, У3С1С4.

Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта приведена в таблице 11.

Таблица 11 – Интерактивная матрица проекта (угрозы – слабые стороны)

Слабые стороны проекта					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Угрозы проекта	У1	+	-	-	+
	У2	+	+	-	-
	У3	+	+	+	+

Согласно таблице 11 корреляции слабых сторон и угроз проекта составляют: У1Сл1Сл4, У2Сл1Сл2, У3Сл1Сл2Сл3Сл4.

Таким образом, по результатам SWOT-анализа можно говорить о высокой перспективности применения нейтрализаторов в условиях образования серы на шельфовых месторождениях. Своевременное проведение предупредительных мероприятий может значительно снизить дальнейшие расходы на борьбу с серой и меркаптанами, а также увеличить средний межремонтный период.

## 4.2 Планирование исследовательских работ в рамках ВКР

### 4.2.1 Структура работ в рамках проводимого исследования

Для эффективного проведения исследовательской работы проводится ее

планирование. В рамках планирования определяются исполнители работ – студент и научный руководитель. Руководителем определяются цели и задачи работы, предъявляются требования к качеству исполнения проекта и достоверности результатов исследования, к тому же руководитель осуществляет контроль за деятельностью студента с целью предотвращения ошибок. Для наглядности строится график проведения исследований. Построение графика требует предварительного определения этапов исследования, приведенных в таблице 12.

Таблица 12 – Перечень работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор направления исследований	1	Выбор направления исследований	Руководитель, Бакалавр
Разработка технического задания	2	Составление технического задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	3	Изучение литературы, нормативных документов, составление литературного обзора	Бакалавр
	4	Изучение методики проведения экспериментов	Бакалавр
	5	Знакомство с оборудованием для проведения экспериментов	Руководитель, Бакалавр
	6	Проведение экспериментов	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	7	Обработка результатов, оформление таблиц данных, графиков	Бакалавр
	8	Обсуждение полученных результатов	Руководитель, Бакалавр
Оформление отчета по ВКР (комплекта документации по ВКР)	9	Оформление выводов	Бакалавр
	10	Оформление пояснительной записки	Бакалавр

#### 4.2.2 Определение трудоемкости работ

Трудоемкость определяется с помощью вероятностного подхода и рассчитывается в человеко-днях по формуле 1:

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{min\ i} + 2t_{max\ i}}{5} \quad (1)$$

$$t_{ож\ i} = \frac{3 * 1 + 2 * 2}{5} = 1,4 \text{ чел. - дн.}$$

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

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

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

С помощью рассчитанного значения трудоемкости работ можно определить продолжительность каждой из них по формуле 2:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i} = \frac{1,4}{1} = 1,4 \text{ раб. дн.} \quad (2)$$

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

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

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

#### 4.2.3 Разработка графика проведения исследования

Для наглядного представления этапов исследования удобно построить диаграмму Ганта, представляющую собой горизонтальный график с протяженными отрезками, указывающими на длительность выполнения работ, которую можно рассчитать по формуле 3:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{\text{кал}} = 1,4 * 1,22 \approx 2 \text{ календ. дн.} \quad (3)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения одной работы, календ.дн.;

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

$k$  – коэффициент календарности, для перевода рабочего времени в календарное.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле 4:

$$k = \frac{T_{кг}}{T_{кг} - T_{вд} - T_{пд}} = \frac{366}{366 - 52 - 14} = 1,22 \quad (4)$$

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

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

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

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе округлили до целого числа и занесли в таблицу (Приложение 1).

В таблице 13 представлен календарный план-график проведения исследования, а в таблице 14 – его исполнители.

Таблица 13 – Календарный план-график проведения работ в рамках ВКР

Вид работ	Исполнители	Т <sub>к</sub> , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ															
			февр.			март			апр.			май			июнь			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3		
Выбор направления исследований	Руководитель, бакалавр	1		■														
Составление технического задания	Руководитель	1		■														
Изучение литературы, нормативных документов, составление литературного обзора	Бакалавр	22			■	■	■	■	■									
Изучение методики проведения экспериментов	Бакалавр	7						■	■	■								
Знакомство с оборудованием для проведения экспериментов	Бакалавр	5							■	■	■							
Проведение экспериментов	Бакалавр	25							■	■	■	■	■	■				
Обработка результатов, оформление таблиц данных, графиков	Бакалавр	14										■	■	■	■	■		
Обсуждение полученных результатов	Руководитель, бакалавр	7													■	■		
Оформление выводов	Бакалавр	11													■	■	■	
Оформление пояснительной записки	Бакалавр	23															■	■



- руководитель



- бакалавр

Таблица 14 – Календарный план проекта

Название	Длительность рабочих дней	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Выбор направления исследований	1	28.02	1.03	Руководитель, бакалавр
Составление технического задания	1	3.03	3.03	Руководитель
Изучение литературы, нормативных документов, составление литературного обзора	22	5.03	29.03	Бакалавр
Изучение методики проведения экспериментов	7	31.03	7.04	Бакалавр
Знакомство с оборудованием для проведения экспериментов	5	7.04	11.04	Бакалавр
Проведение экспериментов	25	12.04	10.05	Бакалавр
Обработка результатов, оформление таблиц данных, графиков	14	6.05	21.05	Бакалавр
Обсуждение полученных результатов	7	10.05	16.05	Руководитель, бакалавр
Оформление выводов	11	13.05	24.05	Бакалавр
Оформление пояснительной записки	23	26.05	20.06	Бакалавр

#### 4.2.4 Бюджет проводимого исследования

Для составления бюджета проводимого исследования нужно верно отобразить все расходы, связанные с его выполнением. Они включают:

- материальные затраты;
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;

- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты научные и производственные командировки;
- контрагентные расходы;
- накладные расходы.

#### 4.2.4.1 Расчет материальных затрат

Таблица 15 – Материальные затраты

Наименование	Ед. изм.	Количество			Цена за ед., тыс. руб			Затраты на материалы, (З <sub>м</sub> ), тыс. руб		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
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>

#### 4.2.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Расчет затрат на специальное оборудование для проведения лабораторных испытаний приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования

Оборудование	Кол-во единиц	Цена за единицу, тыс. руб	Стоимость, тыс. руб
Хроматограф	1	1260	1260
Компьютер	1	40	40
Принтер	1	6	6
Устройство для введения реагента	1	2,5	2,5
Емкость для реагента	10	0,09	0,9
Септа	10	0,06	0,6
<b>Итого:</b>			<b>200,2</b>

Стоимость оборудования в таблице 16 учитывается в виде

амортизационных отчислений в размере 15 % от его цены.

#### 4.2.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Для расчета основной заработной платы необходимо учесть рабочие и нерабочие дни, для этого составляем таблицу 17:

Таблица 17 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Бакалавр
Календарное число дней	366	366
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	52	52
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	48	48
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	252	252

Месячный должностной оклад можно рассчитать по формуле 5:

$$Z_m = Z_{тс} * k_p \quad (5)$$

Месячный должностной оклад руководителя:

$$Z_m = 26050 * 1,3 = 33865,00р.$$

Месячный должностной оклад бакалавра:

$$Z_m = 12130 * 1,3 = 15769,00р.$$

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается согласно формуле 6:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m * M}{F_d} \quad (6)$$

Среднедневная заработная плата руководителя:

$$Z_{дн} = \frac{33865 * 10,4}{252} = 1397,6$$

Среднедневная заработная плата бакалавра:

$$Z_{дн} = \frac{15769 * 10,4}{252} = 650,78$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

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

$$M = (366 - 48) \cdot 12/366 = 10,4$$

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 17).

Таблица 18 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	З <sub>гс</sub> , руб.	к <sub>р</sub>	З <sub>м</sub> , тыс. руб.	З <sub>дн</sub> , тыс. руб.	Т <sub>р</sub> , раб. дн.	З <sub>осн</sub> , тыс. руб.
Руководитель	26050	1,3	33865	1397,6	9	12578,4
Исполнитель	12130	1,3	15769	650,78	81	52713,18
<b>ИТОГО</b>						<b>65291,58</b>

Расчет основной заработной платы по трем исполнениям приведен в таблице (Приложение 2).

#### 4.2.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

В таблице 19 представлены расчеты общей заработной платы с учетом дополнительной, которая рассчитывается по формуле 7:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (7)$$

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

Таблица 19 – Общая заработная плата исполнителей (исп.1)

Исполнитель	З <sub>осн.</sub> , руб	З <sub>доп 12%</sub> , руб.	З <sub>зп</sub> , руб.
Руководитель	12578,4	1509,408	14087,808
Бакалавр	52713,18	6325,5816	59038,7616

#### 4.2.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Таблица 20 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3

Руководитель проекта	12578,4	10826,9	10826,9	1509,40	1299,23	1299,23
		6	6	8	52	52
Бакалавр	52713,1	50893,7	50752,1	6325,58	6107,25	6090,26
	8	6	8	16	12	16
<b>Итого:</b>	<b>65291,5</b>	<b>61720,7</b>	<b>61579,1</b>	<b>7834,98</b>	<b>7406,48</b>	<b>7389,49</b>
	<b>8</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>96</b>	<b>64</b>	<b>68</b>
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30,2%					
<b>Итого</b>						
<b>Исполнение 1</b>	<b>22084,22</b>					
<b>Исполнение 2</b>	<b>20876,42</b>					
<b>Исполнение 3</b>	<b>20828,53</b>					

#### 4.2.4.6 Накладные расходы

$$Z_{\text{накл}} = (\sum \text{ст. 1} \div 7) * k_{\text{нр}} \quad (8)$$

$$Z_{\text{накл}}(\text{исп. 1}) = 131971,10 * 0,16 = 21115,38 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл}}(\text{исп. 2}) = 130236,84 * 0,16 = 20837,89 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл}}(\text{исп. 3}) = 144789,34 * 0,16 = 23166,29 \text{ руб.}$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов принимаем 16%.

#### 4.2.4.7 Формирование бюджета затрат исследовательского проекта

Таблица 21 – Расчет бюджета затрат

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты	330,31	333,22	332,18
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	36430,00	39900,00	54660,00
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	65291,58	61720,72	61579,14
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	7834,99	7406,49	7389,50
5. Отчисления во внебюджетные фонды	22084,22	20876,42	20828,53
6. Накладные расходы	21115,38	20837,89	23166,30
7. Бюджет затрат проводимого исследования	<b>153086,48</b>	<b>151074,74</b>	<b>167955,64</b>

Исп.1 – ООО «Газпром нефть шельф»

Исп.2 – ПАО «НК «Роснефть» (Сахалин-1)

Исп.3 – «Royal Dutch Shell»

#### 4.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Оценка эффективности исследования требует комплексного анализа, включая ресурсную, финансовую, социальную и экономическую сторону вопроса. В таблице 22 приведена сравнительная оценка трех вариантов исполнения по различным критериям.

Таблица 22 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,10	5	4	2
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	5	3
3. Помехоустойчивость	0,15	5	5	3
4. Энергосбережение	0,20	5	2	3
5. Надежность	0,25	5	5	2
6. Материалоемкость	0,15	4	2	4
<b>ИТОГО</b>	<b>1</b>	<b>29</b>	<b>23</b>	<b>17</b>

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения рассчитывается по формуле 9:

$$I_{pi} = \sum a_i * b_i \quad (9)$$

$$I_{p-исп1} = 5 * 0,10 + 5 * 0,15 + 5 * 0,15 + 5 * 0,20 + 5 * 0,25 + 4 * 0,15 = 4,85;$$

$$I_{p-исп2} = 4 * 0,10 + 5 * 0,15 + 5 * 0,15 + 2 * 0,20 + 5 * 0,25 + 2 * 0,15 = 3,85;$$

$$I_{p-исп3} = 2 * 0,10 + 3 * 0,15 + 3 * 0,15 + 3 * 0,20 + 2 * 0,25 + 4 * 0,15 = 2,80.$$

Интегральный финансовый показатель разработки (формула 10):

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (10)$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная скорость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

$$I_{\phi}(\text{исп. 1}) = \frac{153086,48}{167955,64} = 0,87;$$

$$I_{\phi}(\text{исп. 2}) = \frac{151074,74}{167955,64} = 0,89;$$

$$I_{\phi}(\text{исп. 3}) = \frac{167955,64}{167955,64} = 1;$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{\text{исп}i}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле 11:

$$I_{\text{исп}1} = \frac{I_{p-\text{исп}1}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп}1}} \quad (11)$$

$$I_{\text{исп}1} = \frac{4,85}{0,87} = 5,57;$$

$$I_{\text{исп}1} = \frac{3,85}{0,89} = 4,32;$$

$$I_{\text{исп}1} = \frac{2,8}{1} = 2,8.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта рассчитывается по формулам:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{m_{\text{э}}}^p}{I_{m_{\text{э}}}^{a1}} = \frac{5,57}{4,32} = 1,29;$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{m_{\text{э}}}^p}{I_{m_{\text{э}}}^{a1}} = \frac{5,57}{2,8} = 1,99.$$

где  $\mathcal{E}_{\text{ср}}$  – сравнительная эффективность проекта;

$I_{m_{\text{э}}}^p$  – интегральный показатель разработки;

$I_{m_{\text{э}}}^a$  – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 23 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Исп 1	Исп 2	Исп 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,87	0,89	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,85	3,85	2,80
3	Интегральный показатель эффективности	5,57	4,32	2,80
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,29		1,99

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволило определить, что вариант решения (Исп 1 – ООО «Газпром нефть шельф») поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности является наиболее приемлемым. Полученная величина интегрального финансового показателя (Исп 1) = 0,87 наиболее удешевляет стоимость разработки. Также данное исполнение имеет наибольший интегральный показатель ресурсоэффективности (4,85).

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7Г	Тувакову Максату

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело», специализация «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

**Особенности эксплуатации нефтепромысловых систем при добыче нефти в условиях образования сероводорода**

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: кустовая площадка месторождения. Область применения: месторождения нефти с повышенным содержанием сероводорода
--	--

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>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда. Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ; ГОСТ 21889-76 «Рабочее место оператора. Общие эргономические требования»; ГОСТ 12.2.033-78 «Рабочее место при выполнении работ стоя».</p>
<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>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– повышенный уровень шума и вибрации;</li> <li>– повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов, рабочей зоны;</li> <li>– отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– повышенная запыленность и загазованность воздуха в помещении;</li> <li>– токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ.</li> </ul> <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– попадание химических веществ в организм;</li> <li>– пожароопасность;</li> <li>– поражение электрическим током.</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p>Атмосфера: распыление химических реагентов, выделение газа из нефти;</p> <p>Гидросфера: утечка химических веществ и нефти;</p> <p>Литосфера: загрязнение почвы реагентами.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>Возможные ЧС на объекте: пожары, взрывы, аварии.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пожароопасность.</p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Туваков Максат		

## **5 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. Нефтегазовые компании в настоящее время стремятся создать максимально безопасные условия труда, они совершенствуют производственные процессы, инвестируют в повышение квалификации сотрудников, обеспечивают соблюдение производственной дисциплины, что позволяет минимизировать риски и предотвратить возникновение несчастных случаев.

В данной выпускной квалификационной работе рассматриваются технологии удаления сероводорода и меркаптанов из нефти химическими реагентами путем инъекции в межтрубное пространство или непосредственно в пласт. В данном разделе приведены основные правила и требования, которые необходимо соблюдать Компании и сотруднику для осуществления нормальной деятельности производства и исключения чрезвычайных ситуаций, аварий и вреда здоровью.

Основная работа по профилактике образования, удалению и нейтрализации сероводорода при добыче нефти происходит на кустовых площадках, где осуществляется дозирование ингибитора в скважину.

### **5.1 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 РФ [34].

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 [35].

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 [36].

Для работников, выезжающих в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент, премии и надбавки;
- ежегодно предоставляется дополнительный оплачиваемый отпуск;
- при вредных условиях труда предусматривается дополнительный оплачиваемый отпуск, сокращенное рабочее время и добавочный коэффициент;
- предусматривается социальный пакет, включающий лечение, медицинское страхование и выплаты в пенсионный фонд.

Работа при борьбе с отложениями серы и меркаптанов проводится на кустовой площадке и включает работу оператора с объектами системы «человек-машина». Работа при этом регламентируется ГОСТом 21889-76

«Рабочее место оператора. Общие эргономические требования» [37] и ГОСТом 12.2.033-78 «Рабочее место при выполнении работ стоя» [38].

## 5.2 Производственная безопасность

Первопричиной всех травм и заболеваний, связанных с процессом труда, является неблагоприятное воздействие на организм занятого трудом человека тех или иных факторов производственной среды и трудового процесса. Это воздействие, приводящее в различных обстоятельствах к различным результирующим последствиям, зависит от наличия в условиях труда того или иного фактора, его потенциально неблагоприятных для организма человека свойств, возможности его прямого или опосредованного действия на организм, характера реагирования организма в зависимости от интенсивности и длительности воздействия (экспозиции) данного фактора.

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [39] перечень опасных и вредных факторов, характерных для производственной среды установки подготовки сернистой нефти, представлен в таблице 24.

Таблица 24 – Вредные и опасные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Подготовка реагентов	Введение ингибитора	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень шума и вибрации;	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [7]; ГОСТ Р 51337-99. Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей [8]; СанПиН 2.2.4.548–96.
2. Повышенная или пониженная температура рабочих поверхностей;	+	+	+	
3. Отклонение показателей микроклимата;	-	-	+	
4. Повышенная запыленность и загазованность;	+	+	+	
5. Токсическое и раздражающее	+	+	-	

воздействие химических веществ;				Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [9];
6. Пожароопасность;	+	+	-	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [10];
7. Поражение электрическим током;	+	+	+	ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (пдк) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [11]; ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования [12]; ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов [13].

## **5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия**

### **Повышенный уровень шума и вибрации**

Виброакустические условия на рабочих местах определяются вибрационными и шумовыми характеристиками машин и оборудования, режимами и условиями их работы, размещения (на территории или в помещении) и рядом других факторов. Допустимый уровень шума на рабочем месте регламентируется ГОСТ 12.1.003-2014 [40].

В процессе закачки рабочего агента в пласт основными источниками шума являются насосные и компрессорные установки, двигатели внутреннего сгорания.

В качестве индивидуальных средств защиты могут быть использованы: наушники, противозумные вкладыши, шлемы и каски. Так же защита может быть осуществлена путем установки насосных и компрессорных агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматики, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Защита от вибрации обеспечивается балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов и устройством виброгасящих опор и фундаментов.

К методам и средствам коллективной защиты могут быть отнесены в данном случае звукоизолирующие кожухи, кабины, выгородки, а также рациональное размещение рабочих органов и рабочих мест.

### **Недостаточная освещенность**

Освещение производственных и вспомогательных объектов предусматривается согласно «Отраслевым нормам искусственного освещения предприятий нефтяной и газовой промышленности» [41]. Рабочее освещение этого помещения осуществляется за счёт дневного света, проникающего в

помещение через оконные проемы наружных стен, и источников искусственного (общего равномерного) и местного освещения.

При проведении работ в данной рабочей зоне необходимо поддерживать освещенность не ниже 50 лк, что соответствует разряду проводимых зрительных работ VIII б.

К средствам нормализации освещения производственных помещений и рабочих мест относятся: источники света, осветительные приборы, световые проемы, светозащитные устройства, светофильтры.

### **Отклонения показателей микроклимата**

Согласно НТД [42] при нормировании параметров климата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной  $+10^{\circ}\text{C}$  и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше  $+10^{\circ}\text{C}$ .

Разграничение работ по категориям осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт). К категории Ia относятся работы с интенсивностью энергозатрат до 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением. К категории Ib относятся работы с интенсивностью энергозатрат 121–150 ккал/ч, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением. К категории IIa относятся работы с интенсивностью энергозатрат 151–200 ккал/ч, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения. К категории IIб относятся работы с интенсивностью энергозатрат 201–250 ккал/ч, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением. К категории III относятся работы с интенсивностью энергозатрат более 250 ккал/ч, связанные с постоянными

передвижениями, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий.

Таблица 25 – Условия организации работ на открытом воздухе

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	– 40
< 5.0	– 35
5.1 – 10.0	– 25
10.1 – 15.0	– 15
15.1 – 20.0	– 5
> 20	0

Чтобы избежать переохлаждения работникам во время перерывов, необходимо находиться на холоде менее 10 мин при температуре воздуха до -10 °С и не более 5 мин при температуре воздуха ниже -10 °С. Для обогрева и отдыха работников необходимо специально оборудованное помещение, а также спецодежда.

#### **Повышенная загазованность и запыленность**

Источниками загазованности на нефтепромысле являются АГЗУ, эксплуатационные скважины, производственные помещения. Запыленность воздуха возникает в складских и производственных помещениях, в процессе подготовки бурового раствора и во время работ различного характера, проводимых на фонде скважин. Длительное воздействие запыленности и загазованности, превышающих допустимые значения, может привести к профессиональным заболеваниям, а значительное превышение допустимых значений приводит и к острым отравлениям. Воздух в рабочей зоне регламентируется в ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [43].

Для защиты от этих вредных факторов применяются средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД). К ним относятся противогазы, респираторы, маски и полумаски, а также самоспасатели, использующиеся во время аварийных ситуаций на производстве.

## **Токсическое и раздражающее воздействие химических веществ**

Операторы, в процессе борьбы с образованием серы в скважинах имеют дело с нефтью, сероводородом и различными химическими веществами, такими как ингибиторы. Их действие, главным образом, приходится на центральную нервную систему. Отравление химическими реагентами сопровождается головокружением, головной болью, сухостью во рту, тошнотой, общей слабостью, которая может достигнуть потери сознания. Также может возникнуть ощущение удушья, которое выражается в головокружении, затруднении процесса дыхания и даже потерей сознания. При попадании на открытые участки тела, вызывают химические ожоги.

Сероводород – газ с высокой степенью токсичности, сильным нервнопаралитическим эффектом. При авариях и разгерметизации оборудования он оказывает на здоровье людей, проживающих в районе нефтеразработки, отрицательное воздействие, негативно влияет на флору и фауну региона, загрязняя окружающую среду. Сероводород вызывает острое отравление лишь при сравнительно большой концентрации, однако он опасен и в малых дозах, поскольку его воздействие в течение длительного времени приводит к хроническому отравлению. Запах сероводорода ощущается в диапазоне концентраций 0,012...0,030 мг/м<sup>3</sup>. Паралич дыхательных путей и смерть от удушья наступают в результате мгновенного отравления в ситуации, когда концентрация сероводорода составляет 1000 мг/м<sup>3</sup> и выше.

Согласно ГН 2.2.5.686-98 [44] концентрация сероводорода в смеси с углеводами С<sub>1</sub>-С<sub>5</sub> в виде паров или газов не должна превышать 3 мг/м<sup>3</sup> (3 класс опасности).

Работники в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть средствами индивидуальной защиты (СИЗ). Они должны предусматривать защиту органов дыхания, слуха, рук, лица и головы, поэтому работники, производящие работы с химическими веществами, должны быть

обеспечены брезентовым костюмом и рукавицами, кирзовыми сапогами, непромокаемым плащом, защитной маской и очками.

### **5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия**

#### **Пожароопасность**

При добыче нефти в условиях образования серы возможно образование взрывоопасных смесей с сероводородом. Для предупреждения возникновения аварий, загазованности рабочей зоны, взрывов и пожаров на кустовой площадке предусмотрена герметизация технологического оборудования, поддержание состава и параметров среды вне области их воспламенения, а также сигнализация параметров технологического режима.

Сигнализаторы до взрывной концентрации устанавливаются в соответствии с требованиями РД БТ39-0147171-003-88 [45]. При достижении содержания горючих газов в помещении 15% (НКПР) автоматически включаются аварийные вентиляторы. При загазованности помещений до 15 % предусматриваются звуковая и световая сигнализации. При загазованности помещений свыше 20% предусматривается остановка технологического процесса.

В целях предупреждения пожаров, взрывов на кустовых площадках категорически запрещается применение открытого огня [46]. Все кустовые площадки оснащены пожарным ящиком с песком и пенными огнетушителями, расположенными вблизи места проведения работ.

#### **Поражение электрическим током**

На кустовых площадках работник часто сталкивается с работой с электрооборудованием. При возникновении каких-либо неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдении персоналом правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током.

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции (ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [47]).

Средства защиты хранятся в условиях, гарантирующих сохранность от химического и механического воздействия, солнечных лучей, холода и перепадов температур.

К основным средствам защиты от поражения электрическим током относятся: плотные большие перчатки, обувь (галоши или ботинки), подставки и щиты для временных ограждений электрических установок.

### **5.3 Экологическая безопасность**

Охрана недр и окружающей среды и рациональное использование ее ресурсов относится к актуальным проблемам современности. От успехов в решении этих проблем во многом зависит успешное развитие экономики и благосостояния нашего и будущего поколения.

В процессе добычи нефти в условиях образования серы возможно выделение в окружающую среду скважинной жидкости через фланцевые соединения, кабельный ввод, фланцевые соединения выкидного коллектора, а также через блок ввода ингибитора, поэтому для минимизации вредного воздействия необходимо применять комплекс мероприятий по охране окружающей среды.

#### **Защита атмосферы**

Атмосферный воздух может загрязняться вследствие выброса газа и сопутствующих вредных веществ на кустовой площадке. Охрана окружающей среды достигается комплексом мероприятий, направленных на предупреждение выделения паров нефти и сероводорода в атмосферу.

Государством регулируется воздухоохранная деятельность на предприятиях, имеющих стационарные источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, а также устанавливаются обязательные для применения и исполнения требования к методам нормирования выбросов в атмосферный воздух (ГОСТ Р 58577-2019 [48]).

Мероприятиями по охране атмосферы являются поддержание герметичности оборудования, контроль за воздушной средой на кустовой площадке для определения опасной концентрации газов, в первую очередь, сероводорода, а также правильная утилизация отходов производства.

### **Защита гидросферы**

На этапе эксплуатации месторождения основными источниками воздействия являются технологические площадки, кустовые площадки, площадки узлов задвижек.

Основной вред гидросфере при работе с ингибиторами происходит во время их утилизации, например, загрязнение поверхностных и подземных вод остатками реагентов или нефтепродуктов при утечке.

Загрязняющие вещества могут попасть в водную среду как непосредственно путем сброса стоков, так и из воздушной среды и почвы. Высокая концентрация загрязняющих веществ в воде нарушает естественный экологический фон области, которую питает эти воды.

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения на месторождении согласно ГОСТ 17.1.3.06-82 [49] и ГОСТ 17.1.3.13-86 [50] необходимо:

- следить за герметичностью трубопровода, резервуаров и остального оборудования;
- следовать технологической карте при закачке ингибитора для предупреждения разливов;
- проведение экологического мониторинга поверхностных вод и донных отложений.

## **Защита литосферы**

На этапе технологической подготовки газа не происходит нанесение ущерба литосфере, а именно: отсутствуют твердые отходы и соответственно их сбор; в связи с отсутствием отходов нет необходимости в их захоронении.

### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

К чрезвычайным ситуациям (ЧС), которые могут возникнуть на кустовой площадке при закачке ингибитора, можно отнести:

- пожар, в случае возгорания реагентов или сырой нефти, относящихся к легковоспламеняющимся веществам;
- разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;
- нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии.

Наиболее вероятной ЧС в рассмотренной ситуации является пожар, так как мероприятие предусматривает работу с легковоспламеняющимися веществами, при данной работе также возможно образование сероводорода. Диапазон взрывоопасных концентраций смеси сероводорода с воздухом достаточно широк и составляет от 4 до 45%.

Согласно ГОСТ Р 22.0.07-95 [51] поражающие факторы источников ЧС по механизму действия подразделяют на факторы физического и химического действия. К поражающим факторам физического действия относят:

- воздушную ударную волну;
- волну сжатия в грунте;
- сейсмозрывную волну;
- волну прорыва гидротехнических сооружений;
- обломки или осколки;
- экстремальный нагрев среды;
- тепловое излучение;
- ионизирующее излучение.

К возможным поражающим факторам при пожаре относится большая часть из перечисленных.

При возникновении чрезвычайной ситуации проводятся мероприятия по локализации аварийного процесса и ликвидации последствий.

Для локализации аварийного процесса на нефтепромысле имеется комплект противопожарного инвентаря:

- багры пожарные ПБТ с металлическим стержнем и ПБН с насадкой и большим крюком;
- топоры пожарные: ПП- пожарный поясной;
- крюки пожарные ПКЛ, ПКТ- тяжелые;
- стволы пожарные КР-Б, СА, ПС-50-70;
- рукава пожарные;
- стволы пожарные ручные СПР-2;
- фонари пожарные ФЭП-И - индивидуальные;
- лестницы пожарные

При возникновении ЧС действия работников в первую очередь должны быть направлены на обеспечение безопасности и эвакуации людей (ГОСТ Р 22.0.01-2016 [52]). При обнаружении пожара или признаков горения (задымление, запах гари, повышение температуры воздуха и др.) необходимо:

- немедленно сообщить ответственному за пожарную безопасность;
- принять посильные меры по эвакуации людей и тушению пожара;
- поставить в известность об обнаружении пожара руководство.

Для контроля, за состоянием пожарных средств и сигнализации, а также для обеспечения их нормальной работы, руководитель объекта назначает ответственное лицо из числа инженерно-технического персонала объекта.

### **Заключение**

В данной главе были приведены основные источники опасного и вредного воздействия на человека, рассмотрены экологические аспекты

проведения мероприятия, а также рассмотрены меры, позволяющие снизить негативное воздействие на окружающую среду.

Работы на кустовой площадке являются сопровождаются риском нанесения вреда жизни и здоровью человека. Для того чтобы этого избежать необходим контроль за источниками негативного воздействия и соблюдение сотрудниками основных правил безопасности. Сотрудники должны проходить инструктажи и знать правила поведения в чрезвычайной ситуации, а на кустовых площадках должны присутствовать люди, отвечающие за безопасность.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы были рассмотрены возможные осложнения при добыче сероводородсодержащих нефтей, приведена характеристика сернистых соединений, описаны причины образования сероводорода в продуктивных пластах.

Были рассмотрены методы предупреждения и удаления серы, среди которых можно выделить антикоррозионные покрытия трубопроводов и ингибиторы коррозии, используемые для снижения концентрации железа  $[Fe_{2+}]$  в сероводородсодержащей среде. Среди ингибиторов наибольшую эффективность (80-100%) проявляют Dissolvine H-40 и СНПХ-5313Н.

Помимо ингибиторов, широкое применение получили нейтрализаторы серы (поглотители сероводорода), действие которых основано на нейтрализации с получением органических соединений серы или неорганической соли (сульфида, сульфита, сульфата), а также на окислительно-восстановительном методе с получением серы. Среди нейтрализаторов большую эффективность проявили «Десульфон СНПХ-1200» (ПАО «НИИнефтепромхим» г. Казань), «ПСВ 3401-Б» (ЗАО «03 НЕФТЕХИМ», г. Уфа), «НТ-31» (ООО НПФ «Нефтяные технологии», г. Казань). Эффективность СНПХ-1200 составила 61,7–94 %, эффективность ПСВ 3401-Б 88,7–55,8 % НТ-31 – 86,1%. Таким образом, среди нейтрализаторов наиболее эффективным был признан СНПХ-1200. Он обеспечивает наибольшее уменьшение массовой доли сероводорода в нефти, а также начинает проявлять свою эффективность уже при низких дозировках реагента.

В результате работы был сделан вывод, что высокую эффективность проявляют ингибиторы коррозии – до 80-100%, нейтрализаторы сероводорода – 56-94%. Применение антикоррозионных покрытий показало достаточно высокую эффективность – срок службы трубопроводов в 2 и более раз превышает срок службы труб без покрытия. Следовательно, эффективной защитой при добыче нефти в условиях образования сероводорода будет

являться комплекс мероприятий, включающий использование антикоррозионных покрытий трубопровода, ингибиторов коррозии и нейтрализаторов сероводорода. Благодаря использованию комплекса методов по борьбе с сероводородом и последствиями его появления можно значительно продлить срок эксплуатации трубопроводов и снизить затраты на их ремонт и замену, следовательно, рассмотренные методы борьбы с сероводородной коррозией обладают высокой экономической эффективностью.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. М.Ш. арабов, к.х.н., Астраханский государственный технический университет, Институт нефти и газа (Астрахань, РФ)
2. Дипломная работа «Каспийская нефть» – 14 с.
3. Калечиц И.В. Химия гидрогенизационных процессов. — Москва: Химия, 1973. — С. 278. — 336 с.
4. Сернистые соединения углеводородного сырья/А.М. Мазгаров, О.М.Корнетова. – Казань:Казан.ун-т, 2015.- С.5.–36с.
5. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учеб. -метод. пособие / И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 169 с.]
6. Байманова А.Е., Жакупова Г.Ж. Серосодержащие соединения нефти и основные методы очистки нефти и нефтяных фракций от них: учеб. пособие / 2010. – с.5 -37 с.
7. Подопригора А. А. Исследование коррозионного разрушения поверхностей нефтепроводов после длительной эксплуатации //Вестник Югорского государственного университета. – 2011. – №. 4 (23).
8. Электронный ресурс <https://pandia.ru/text/80/229/53229.php> (дата обращения 15.02.2021)
9. Мухаметшин М. М. Повышение эффективности эксплуатации нефтепромысловых систем при добыче сероводородсодержащих нефтей: кандидат технических наук. / М.М. Мухаметшин –УФА, 2001. – с.12
10. С.М. Григорьев, 1954 г.
11. Рузин Л. М., Коновалова Л. В., Петухов А. В. Образование сероводорода при разработке нефтяных залежей //Геология нефти и газа. – 1988. – №. 7. – С. 43
12. Техника и технология добычи. – М – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2017. – xxxviii, 1194 с.

13. Ходоревская РП, Калмыков ВА, Жилкин АА. Современное состояние запасов осетровых Каспийского бассейна и меры по их сохранению. - Особенности добычи нефти и газа на месторождениях каспийского моря
14. Коррозия высоколегированных (нержавеющих) сталей В Сероводородсодержащих Средах Шиленко А.С., Рамазанов Д.М., Лысенко С.В. ООО «Газпром добыча Астрахань».
15. 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.
16. Ляшенко А. В., Жирнов Р. А., Изюмченко Д. В. Опыт защиты от коррозии скважин при добыче углеводородной продукции с высоким содержанием сероводорода и диоксида углерода //Вести газовой науки. – 2013. – №. 4 (15). – С. 28.
17. Филиппов А.Г. Эксплуатация скважин Астраханского газоконденсатного месторождения / А.Г. Филиппов, А.К. Токман, А.Г. Потапов и др. – М.: Газпром экспо, 2010. – 171 с.
18. Крец В.Г., Шадрина А.В. Основы нефтегазового дела. / Томск: издательство ТПУ, 2010. – 194 с.
19. Мухаммадиев Р. Т., Объедков А. В. Научно-техническая оценка влияния содержания сероводорода при образовании гидратных пробок на различных месторождениях //Kimya Problemleri. – 2014. – №. 2. – 8 с.
20. Промысловые исследования залежей нефти и газа: Учебное пособие. Серебряков А.О., Серебряков О.И. –СПб.: Издательство «Лань», 2016. –240 с.
21. Салтымаков М. С., Чехлов А. Н. Защита от коррозии обсадных и насосно-компрессорных труб //Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2013. – №. 4 (1). – 4 с.

22. Резяпова, И.Б. Сульфатвосстанавливающие бактерии при разработке нефтяных месторождений / И.Б. Резяпова. — Уфа: Гилем, 1997. — 51 с.

23. Масланов, А.А. Предотвращение осложнений при добыче высокосернистой нефти /А. А. Масланов // Современные наукоемкие технологии. —2005. —№ 11. — С. 59.

24. Чурикова, Л. А. Обзор методов борьбы с сероводородом при добыче нефти / Л. А. Чурикова, Д. Д. Уарисов. – Текст: непосредственный // Технические науки: проблемы и перспективы: материалы IV Междунар. науч. конф. (г. Санкт-Петербург, июль 2016 г.). – Санкт-Петербург: Свое издательство, 2016. – С. 109-113.

URL: <https://moluch.ru/conf/tech/archive/166/10854/> (дата обращения: 30.05.2021)

25. Исследование эффективности нейтрализации в нефти сероводорода химическими реагентами / Р.З. Сахабутдинов [и др.]. // Нефтяное хозяйство. - 2009. - №7. - С. 66-69.

26. Шаталов А. М. и др. Особенности технологий очистки нефти от сероводорода на объектах НГДУ //Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – Т. 15. – №. 17.

27. Мазгаров А.М., Вильданов А.Ф. Новые катализаторы и процессы для очистки нефтей и нефтепродуктов от меркаптанов // Нефтехимия. 1990. Т. 39. № 5. С. 371–378.

28. Калимуллин А.А. Разработка методов повышения сроков эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов: Дис... канд. техн. наук. – Уфа, Башнипинефть, 2000. – 156 с.

29. Гариффулин Ф.С. Предупреждение образования комплексных сульфидсодержащих осадков в добыче обводненной нефти / Уфим. гос. нефт. техн. ун-т. Уфа, 2002. – 267 с.

30. Нефтепромысловая химия: Осложнения в системе пласт – скважина – УППН: учеб. пособие / В.Н. Глущенко, М.А. Силин, О.А. Пташко, А.В. Денисова. М.: МАКС Пресс, 2008. 328 с.

31. Денисова А. В., Глущенко В. Н., Шайдулина А. М. Исследование предотвращения образования сульфидов железа комплексонометрическим методом //Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Химическая технология и биотехнология. – 2009. – Т. 9. – 8 с.

32. РД 39-0148070-026–86. Технология оптимального применения ингибиторов солеотложения / ВНИИ.

33. Денисова А. В., Глущенко В. Н., Шайдулина А. М. Исследование предотвращения образования сульфидов железа комплексонометрическим методом //Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Химическая технология и биотехнология. – 2009. – Т. 9. – 8 с.

34. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) – ТК РФ – Статья 219. Право работника на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда.

35. Приказ 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).

36. Закон РФ N 4520-1 от 19 февраля 1993 г. «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях».

37. ГОСТ 21889-76. Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.
38. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
39. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
40. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
41. ГОСТ Р 51337-99. Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей.
42. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
43. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
44. ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
45. РД БТ 39-0147171-003-88. Требования к установке датчиков стационарных газосигнализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности.
46. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
47. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов
48. ГОСТ Р 58577-2019 Правила установления нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ проектируемыми и действующими хозяйствующими субъектами и методы определения этих нормативов.
49. ГОСТ 17.1.3.06-82 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод

50. ГОСТ 17.1.3.13-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения

51. ГОСТ Р 22.0.07-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций.

52. ГОСТ Р 22.0.01-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения.

## Приложение 1

### Временные показатели проведения ВКР

Название работы	Трудоемкость работ									Исполнители			Длительность работ в рабочих днях, $T_{pi}$			Длительность работ в календарных днях, $T_{ki}$		
	$t_{min}$ , чел-дни			$t_{max}$ , чел-дни			$t_{ож\ i}$ чел-дни											
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Выбор направления исследований	1	0,8	0,8	2	2	1,8	1,4	1,28	1,2	Р,Б	Р,Б	Р,Б	0,70	0,64	0,6	1	1	1
Составление технического задания	0,6	0,5	0,5	0,8	0,8	0,9	0,68	0,62	0,66	Р	Р	Р	0,68	0,62	0,66	1	1	1
Изучение литературы, нормативных документов, составление литературного обзора	13	11	12	17	15	16	14,6	12,6	13,6	Б	Б	Б	14,6	12,6	13,6	22	20	20
Изучение методики проведения экспериментов	4	4	3	6	5	5	4,8	4,4	3,8	Б	Б	Б	4,8	4,4	3,8	7	7	6
Знакомство с оборудованием для проведения экспериментов	6	5	6	7	7	7	6,4	5,8	6,4	Р,Б	Р,Б	Р,Б	3,2	2,9	3,2	5	4	5
Проведение экспериментов	16	15	15	18	17	16	16,8	15,8	15,4	Б	Б	Б	16,8	15,8	15,4	25	24	23
Обработка результатов, оформление таблиц данных, графиков	9	8	9	10	10	10	9,4	8,8	9,4	Б	Б	Б	9,4	8,8	9,4	14	13	14
Обсуждение полученных результатов	9	9	8	10	10	10	9,4	9,4	8,8	Р,Б	Р,Б	Р,Б	4,7	4,7	4,4	7	7	7
Оформление выводов	7	6	6	8	9	8	7,4	7,2	6,8	Б	Б	Б	7,4	7,2	6,8	11	11	10
Оформление пояснительной записки	15	14	14	16	16	15	15,4	14,8	14,4	Б	Б	Б	15,4	14,8	14,4	23	22	21
<b>Итого:</b>													<b>78</b>	<b>73</b>	<b>72</b>	<b>116</b>	<b>110</b>	<b>108</b>

## Приложение 2

### Расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапов	Исполнители по категориям			Трудоемкость, чел.-дн.			Зарплата, приходящаяся на один чел.-дн., руб.			Всего зарплата по тарифу (окладам), руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Выбор направления исследований	Р,Б	Р,Б	Р,Б	1,4	1,28	1,2	1023,5	985,8	978,5	1023,5	985,6	978,4
2	Составление технического задания	Р	Р	Р	0,68	0,62	0,66	1397,6	1346,1	1336,2	1397,6	1345,9	1336,0
3	Изучение литературы, нормативных документов, составление литературного обзора	Б	Б	Б	14,6	12,6	13,6	650,8	626,8	622,2	9761,7	9400,5	9331,3
4	Изучение методики проведения экспериментов	Б	Б	Б	4,8	4,4	3,8	650,8	626,8	622,2	3904,7	3760,2	3732,5
5	Знакомство с оборудованием для проведения экспериментов	Р,Б	Р,Б	Р,Б	6,4	5,8	6,4	1023,5	985,8	978,5	5117,5	4928,1	4891,9
6	Проведение экспериментов	Б	Б	Б	16,8	15,8	15,4	650,8	626,8	622,2	10412,8	10027,5	9953,7
7	Обработка результатов, оформление таблиц данных, графиков	Б	Б	Б	9,4	8,8	9,4	650,0	626,1	621,4	7800,0	7511,4	7456,1
8	Обсуждение полученных результатов	Р,Б	Р,Б	Р,Б	9,4	9,4	8,8	1023,5	985,8	978,5	7164,5	6899,4	6848,6
9	Оформление выводов	Б	Б	Б	7,4	7,2	6,8	650,8	626,8	622,2	7158,8	6893,9	6843,2
10	Оформление пояснительной записки	Б	Б	Б	15,4	14,8	14,4	650,8	626,8	622,2	11550,5	11124,9	11043,0
<b>Итого:</b>								<b>8372,1</b>	<b>8063,6</b>	<b>8004,2</b>	<b>65291,6</b>	<b>62877,4</b>	<b>62414,6</b>

Р – руководитель; Б – бакалавр