

**Школа** Инженерная школа природных ресурсов  
**Направление подготовки** 21.03.01 Нефтегазовое дело  
**Отделение школы (НОЦ)** Отделение нефтегазовое дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Оценка способов оптимизации работы с осложненным фондом добывающих нефтяных скважин</b>

УДК 622.24.085.24-048.34

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Шарапов Максим Владиславович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	к.э.н., доцент		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

*Планируемые результаты обучения*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)</i>
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.</i>
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23</i>
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	<i>Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)</i>
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18)  (ЕАС-4.2-н), (АВЕТ-3д)
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для <i>экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3б)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30)  (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

**Школа** Инженерная школа природных ресурсов  
**Направление подготовки** 21.03.01 Нефтегазовое дело  
**Отделение школы** 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
2Б5Г	Шарапову Максиму Владиславовичу

Тема работы:

<b>Оценка способов оптимизации работы с осложненным фондом добывающих нефтяных скважин</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	2024/с от 18.03.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2019
--	------------

**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>	1.1 Асфальто-смоло-парафиновые отложения 1.2 Солеотложения 1.3 Механические примеси 1.4 Коррозия 1.5 Газовый фактор 1.6 Высокая вязкость продукции 2.1 Методы борьбы с АСПО 2.2 Методы борьбы с отложениями солей 2.3 Методы борьбы с механическими примесями\ 2.4 Методы борьбы с коррозией 2.5 Методы борьбы с газовым фактором 2.6 Методы борьбы с высокой вязкостью продукции 4.1 Предпосылки исследования

	<p>4.2 Идентификация проблемы</p> <p>4.3 Исследование проблемы</p> <p>4.4 Планирование работ и разработка методик</p> <p>4.5 Результаты работы</p> <p>5.1 SWOT-анализ</p> <p>5.2 Планирование научно-исследовательских работ</p> <p>5.3 Разработка графика проведения исследовательской работы</p> <p>5.4 Бюджет научно-технического исследования</p> <p>5.4.1 Расчет материальных затрат</p> <p>5.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения экспериментального исследования</p> <p>5.4.3 Расчет затрат на амортизационные отчисления</p> <p>5.4.4 Расчет затрат на оплату труда</p> <p>5.4.5 Расчет отчислений во внебюджетные фонды</p> <p>5.4.6 Расчет накладных расходов</p> <p>5.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы</p> <p>5.5 Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности исследования</p> <p>5.6 Вывод</p> <p>6.1 Производственная безопасность</p> <p>6.2 Анализ вредных факторов</p> <p>6.2.1 Повышенный уровень шума и его воздействие</p> <p>6.2.2 Повышенный уровень вибрации и ее воздействие</p> <p>6.2.3 Отклонение показателей климата на открытом воздухе</p> <p>6.2.4 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды</p> <p>6.3 Опасные факторы и их анализ</p> <p>6.3.1 Электробезопасность</p> <p>6.3.2 Пожаробезопасность</p> <p>6.3.3 Механические травмы</p> <p>6.4 Экологическая безопасность</p> <p>6.4.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу</p> <p>6.4.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу</p> <p>6.4.3 Анализ воздействия объекта на литосферу</p> <p>6.5 Методы защиты при чрезвычайных ситуациях</p> <p>6.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <p>6.6.1 Организационные мероприятия</p> <p>6.6.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства</p> <p>6.7 Вывод</p>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<p>1. Виды осложнений в скважинах при добыче нефти</p> <p>2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями</p> <p>3. Анализ эффективности применения методов борьбы с осложнениями при эксплуатации добывающих нефтяных скважин</p>	Пулькина Наталья Эдуардовна

4. Эффективность применения ингибитора солеотложения на примере месторождения X	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кашук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
1. Виды осложнений в скважинах при добыче нефти	
2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями	
3. Анализ эффективности применения методов борьбы с осложнениями при эксплуатации добывающих нефтяных скважин	
4. Эффективность применения ингибитора солеотложения на примере месторождения X	
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
6. Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	19.03.2019
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	к.э.н., доцент		
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Шарапов Максим Владиславович		

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** 21.03.01 Нефтегазовое дело  
**Уровень образования** Бакалавр  
**Отделение школы (НОЦ)** Отделение нефтегазового дела  
**Период выполнения** Весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.04.2019	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями	30
16.05.2019	Анализ эффективности методов борьбы с осложнениями при эксплуатации добывающих нефтяных скважин	40
23.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
25.05.2019	Социальная ответственность	15

**СОСТАВИЛ:**  
**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	к.э.н., доцент		

**Консультант**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

**СОГЛАСОВАНО:**  
**Руководитель ООП**

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 100 страниц, 20 рисунков, 21 таблицу и 31 источник литературы.

Ключевые слова: асфальто-смоло-парафиновые отложения, коррозия, механические примеси, солеотложения, газовый фактор, высокая вязкость продукции, методы борьбы.

Объектом исследования является осложненный фонд добывающих нефтяных скважин.

Цель работы – анализ опыта и определение наиболее экономически и технологически эффективных решений в области работы с фондом скважин, эксплуатация которых осложнена различными факторами.

Задачи: в рамках работы планируется рассмотреть различные осложнения, возникающие при эксплуатации добывающих нефтяных скважин, методы борьбы с ними и примеры применения данных методов на месторождениях.

В работе проводится анализ эффективности способов оптимизации работы осложненного фонда добывающих скважин, выделяются наиболее перспективные из них. На примере месторождения X показывается экономическая и технологическая эффективность применения ингибиторов солеотложения.

Финансовая и социальная части включают в себя расчет экономической эффективности применения твёрдого ингибитора, а также меры безопасности при проведении при работе оператора добычи нефти.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ПЗП – призабойная зона пласта
- УЭЦН – установка электроцентробежных насосов
- АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения
- ГРП – гидравлический разрыв пласта
- ПАВ – поверхностно-активные вещества
- МРП – межремонтный период
- КИН – коэффициент извлечения нефтиотдачи
- ППД – поддержание пластового давления
- ГНО – глубинно-насосное оборудование
- КВЧ – количество взвешенных частиц
- ГТМ – геолого-техническое мероприятия
- ИС – ингибитор солеотложения
- НКТ – насосно-компрессорные трубы
- ГОСТ – государственный стандарт
- ВГ – внутрислоевого горение
- ПРС – подземный ремонт скважин
- КРС – капитальный ремонт скважин
- ПСК – погружной скважинный контейнер

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 Виды осложнений в скважинах при добыче нефти .....	13
1.1 Асфальто-смоло-парафиновые отложения.....	13
1.2 Солеотложения.....	15
1.3 Механические примеси .....	16
1.4 Коррозия .....	17
1.5 Негативное влияние газа.....	17
1.6 Высокая вязкость продукции.....	18
2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями .....	19
2.1 Методы борьбы с АСПО.....	19
2.2 Методы борьбы с отложениями солей .....	22
2.3 Методы борьбы с механическими примесями .....	23
2.4 Методы борьбы с коррозией .....	27
2.5 Методы борьбы с высоким газовым фактором .....	28
2.6 Методы борьбы с высокой вязкостью продукции.....	29
3 Анализ эффективности применения методов борьбы с осложнениями при эксплуатации добывающих нефтяных скважин.....	31
4 Эффективность применения ингибитора солеотложения на примере месторождения X.....	54
Сведения изъяты, в связи с конфиденциальностью информации. ....	54
5.1 SWOT-анализ .....	56
5.2 Планирование научно-исследовательских работ .....	59
5.3 Разработка графика проведения исследовательской работы .....	60
5.4 Бюджет научно-технического исследования.....	61
5.4.1 Расчет материальных затрат.....	62
5.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения экспериментального исследования .....	63
5.4.3 Расчет затрат на амортизационные отчисления .....	64
5.4.4 Расчет затрат на оплату труда .....	65
5.4.5 Расчет отчислений во внебюджетные фонды .....	67
5.4.6 Расчет накладных расходов.....	67
5.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы.....	68
5.5 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования.....	68
5.6 Вывод.....	71
6 Социальная ответственность .....	74
6.1 Производственная безопасность.....	74

6.2 Анализ вредных факторов на рабочем месте .....	75
6.2.1 Повышенный уровень шума и его воздействие.....	75
6.2.2 Повышенный уровень вибрации и её воздействие.....	76
6.2.3 Отклонение показателей климата на открытом воздухе .....	77
6.2.4 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.....	77
6.3 Опасные факторы и их анализ .....	78
6.3.1 Электробезопасность.....	78
6.3.2 Пожаробезопасность .....	79
6.3.3 Механические травмы .....	80
6.4 Экологическая безопасность.....	80
6.4.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу .....	80
6.4.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу.....	81
6.4.3 Анализ воздействия объекта на литосферу .....	82
6.5 Методы защиты при чрезвычайных ситуациях.....	83
6.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	84
6.6.1 Организационные мероприятия .....	84
6.6.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	85
6.7 Вывод.....	86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	88

## **ВВЕДЕНИЕ**

В современной технологии добычи нефти и газа, несмотря на достигнутый высокий научный и технический уровень, по сей день присутствует ряд осложнений, с которыми компаниям приходится сталкиваться при эксплуатации добывающих нефтяных скважин.

Большинство месторождений из общего баланса разрабатываемых находятся на поздней стадии разработки и, как следствие, подвергаются разрушению призабойной зоны пласта, уменьшению пластового давления, увеличению доли трудноизвлекаемых запасов нефти, износу подземного и устьевого оборудования, увеличению обводненности пластов и продукции скважин. Всё это положительно воздействует на образование осложнений. Так, при добыче парафинистых нефтей и падении пластового давления происходит выпадение асфальтосмолопарафиновых отложений, что влияет на образование парафиновых пробок и уменьшение количества добываемой продукции. Увеличение обводненности повышает вероятность выпадения солей и влияет на образования соляных пробок, а также на образование коррозии внутрискважинного оборудования. Разрушение ПЗП приводит к выносу твёрдых частиц, что влияет на износ эксплуатационного оборудования.

Все вышеперечисленные осложнения приводят к уменьшению межремонтного периода и коэффициента извлечения нефти (КИН), снижают производительность и ухудшают эффективную работоспособность скважинных насосных установок, увеличивают экономические затраты предприятия при добыче нефтяной и газовой продукции. Это говорит о необходимости изучения осложнений и поиска наиболее эффективных способов борьбы с ними.

## 1 Виды осложнений в скважинах при добыче нефти

Компании, эксплуатирующие нефтяные добывающие скважины месторождений в регионах России, чаще всего сталкиваются с такими осложнениями как отложения солей, асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО), коррозия от воздействия минерализованной пластовой воды, механические примеси, увеличения вязкости продукции, влияние свободного газа. Это происходит из-за высокой обводненности добываемой продукции, разрушения слабосцементированных горных пород, низких пластовых давлений, а также из-за изменения температуры нефти, которая всегда снижается при извлечении ее на поверхность.

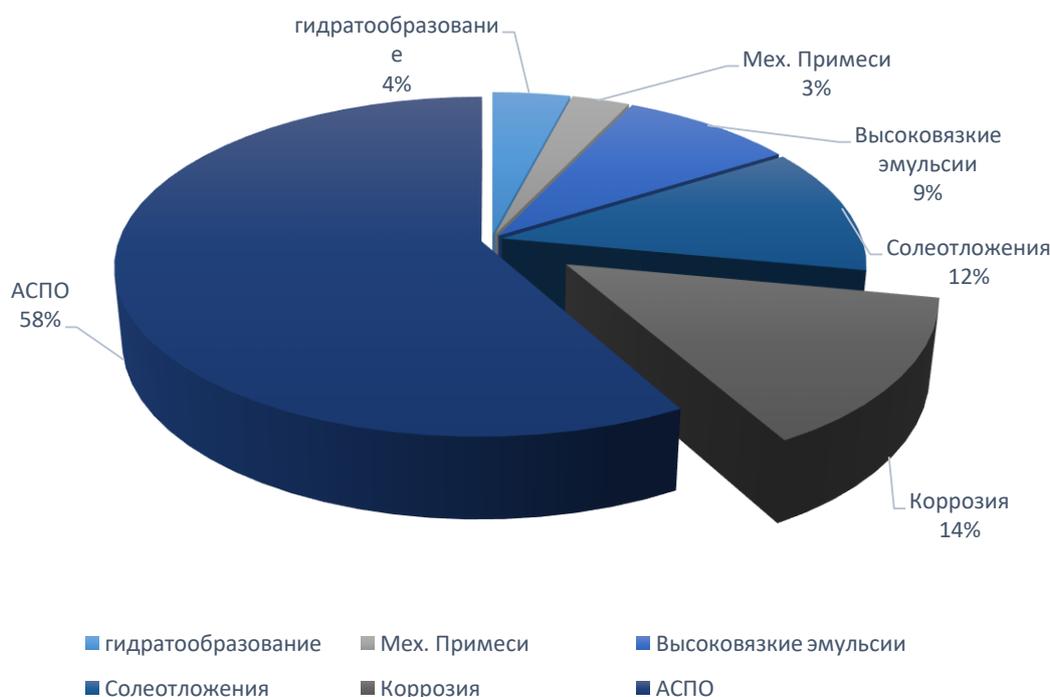


Рисунок 1.1 – Среднее распределение осложнений для добывающих скважин, %

### 1.1 Асфальто-смоло-парафиновые отложения

АСПО представляют собой густую мажеобразную массу с высокой вязкостью, состав которой изменяется в зависимости от многих факторов.

АСПО содержат: парафина – 12–86 масс. %, асфальтенов – 0,3–45 масс. %, масел – 6,3–50 масс. %, смол – 0,8–20 масс. %, неорганических включений – 0–37 масс. % (песок, глина, вода, соли). Температура плавления подобных отложений изменяется от 25 до 150°C.

Существует две теории, согласно которым парафинизация возникает на поверхности подземного оборудования, труб, породы в призабойной зоне пласта (ПЗП). По первой теории парафины образуются в объеме добываемой нефти и со временем оседают на поверхности металла, создавая органический слой отложений. Вторая теория рассказывает о том, что кристаллы парафинов образуются непосредственно на металлической поверхности и постепенно кристаллизуются в комплексы. Существует еще и третий механизм образования АСПО - смешанный, который сочетает в себе суть первой и второй теории.

В АСПО под действием гравитационных или центробежных сил осаждаются вещества, плотность которых больше чем у нефти, а также вещества, обладающие поверхностной активностью на границах разделов нефть – порода, нефть – металл, нефть – вода, которые повышают прочность сцепления отложений с металлическими поверхностями и облегчают проникновение вглубь зазоров, трещин и щелей на поверхностях деталей, а также мелкие частицы горных пород, продукты коррозии и механического износа деталей.

Для образования АСПО необходимо выполнение ряда условий, среди которых:

- непосредственно наличие высокомолекулярных соединений углеводородов – в первую очередь парафинов;
- уменьшение температуры потока до тех значений, при которых возможно выделение из нефти твердых парафинов;
- снижение пластового давления до давления насыщения.

Также существует ряд других факторов, которые положительно или отрицательно влияют на образование АСПО. К таким факторам можно отнести скорость потока нефти, обводненность продукции, интенсивное газовыделение, состояние поверхности труб, наличие механических примесей, являющихся центрами кристаллизации и т.д. [12]

## 1.2 Солеотложения

Отложения солей на стенках нефтегазопромыслового оборудования образуются при выпадении химического вещества (соль) в осадок из добываемой попутно со скважинной продукцией воды.

К влияющим на скорость и объем выпадения солей факторам можно отнести:

- совместимость пластовых вод различных продуктивных пластов;
- начальный химический состав и минерализация пластовой воды;
- совместимость вод, используемых в системах поддержания пластового давления (ППД) с пластовыми водами;
- совместимость пластовых вод с применяемыми водными растворами при различных ГТМ;
- перенасыщение вод в результате изменения давления и температуры от начальных пластовых показателей, испарении воды, выделении газов.

Из-за солеотложений в обсадных и эксплуатационных колоннах образуются пробки, перфорационные каналы, насосно-компрессорные трубы (НКТ), насосы, клапаны, а также внутреннюю поверхность оборудования закупориваются – это всё служит причиной засорения скважины и препятствования потоку жидкости.

Знание факторов, условий и механизмов солеотложений, а также своевременное предупреждение возникновения осложнений позволяет

предотвратить вывод из строя дорогостоящего оборудования, снижение пропускной способности нефтепроводных коммуникаций и дебита добывающих скважин. [30]

### **1.3 Механические примеси**

Как было сказано ранее, большинство месторождений находятся на завершающей стадии разработки, характеризующейся низкими значениями объемов добываемой нефти и высокой обводненностью продукции. Для того, чтобы сохранять уровни добычи, необходимо повышать дебиты скважин, а это приводит к увеличению скорости фильтрации. Высокая скорость фильтрации способствует выносу механических примесей из слабосцементированных пород призабойной зоны (ПЗП).

Механические примеси – это твердые частицы пород, накапливающиеся на забое и выносимые из пласта в процессе эксплуатации. Они включают в себя продукты коррозии подземного оборудования, а также частицы, которые могут быть занесены в скважину при проведении различных геолого-технических мероприятий (обломки проппанта при гидроразрыве пласта) или капитальных/подземных ремонтов.

Примеси, содержащиеся в откачиваемой жидкости, затрудняют эксплуатацию скважин, они ускоряют процесс износа элементов насосных установок и забивают фильтры насоса. Для большинства месторождений Западной Сибири механические примеси являются основной причиной отказов глубинных насосов – 35-50% случаев, коррозия – 20-25%, а образования солей – 15-20%. [4]

## **1.4 Коррозия**

Под коррозией понимается процесс разрушения металла в результате взаимодействия с агрессивной средой, то есть разрушение и потеря эксплуатационных свойств посредством химического или физико-химического взаимодействия с окружающей средой.

Коррозия нефтепромыслового оборудования обусловлена содержанием в добываемой продукции минерализованной воды и растворенных в ней кислорода, сероводорода и углекислого газа. Основной ущерб, причиняемый коррозией, заключается в уменьшении срока службы подземного оборудования и в последствии его разрушения. Потери добычи, затраты на ремонты и вынужденные простои скважин, сбои в системе разработки месторождения – всё это заставляет предприятия принимать меры по борьбе с коррозией. [31]

## **1.5 Негативное влияние газа**

Помимо пластовой воды вместе с нефтяной продукцией добывается газ, который находится в растворённом состоянии и только при снижении давления начинает выделяться из нефти. Поступающий на прием насоса свободный газ отрицательно влияет на степень его заполнения и как следствие на его производительность, а также увеличивает степень износа деталей насосного оборудования. Высокий газовый фактор является самостоятельным осложнением, но помимо этого он способствует появлению таких осложнений, как АСПО, солеотложения и механические примеси.

## **1.6 Высокая вязкость продукции**

Вязкость представляет собой одно из основных технологических свойств нефти, используемое для определения подвижности нефти в пластовых условиях. Степень вязкости нефти находится в зависимости от количества растворенного в ней газа, давления, присутствующих примесей, температуры и состава нефти, а её величина (вязкости) учитывается при оценке скорости фильтрации, расчете мощности насоса и т.д.

Высокая вязкость нефти существенно осложняет процесс её добычи, она способствует уменьшению нефтеотдачи и увеличению обводненности продукции, также высокая вязкость негативно отражается на рабочих характеристиках насоса (снижение коэффициента подачи и сокращения межремонтного периода). [11]

## **2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями**

Нефтедобывающим предприятиям приходится терпеть расходы, составляющие 25-40% от эксплуатационных затрат, включенных в себестоимость добычи нефти, на преодоление различного рода осложнений. Для борьбы с осложняющими факторами необходимо детально изучать условия их образования, а также разрабатывать целый комплекс организационных и технических мероприятий, которые распределяются на две тенденции:

1. Предупреждение и ликвидация осложнений;
2. Адаптация промышленного оборудования к условиям воздействия осложняющих факторов.

### **2.1 Методы борьбы с АСПО**

Борьба с асфальто-смоло-парафинистыми отложениями предусматривает проведение мероприятий по двум направлениям (рисунок 2.1).

Замедление образования отложений (предупреждение)

К таким мероприятиям относятся:

- применение различных защитных покрытий;
- химические методы (применение различных модификаторов, депрессаторов, диспергаторов);
- подогрев нефти;
- теплоизоляция трубопроводов;
- использование нефтяных растворителей для повышения растворяющей способности нефти;
- физические методы (вибрационные, ультразвуковые, воздействие электрических и электромагнитных полей).

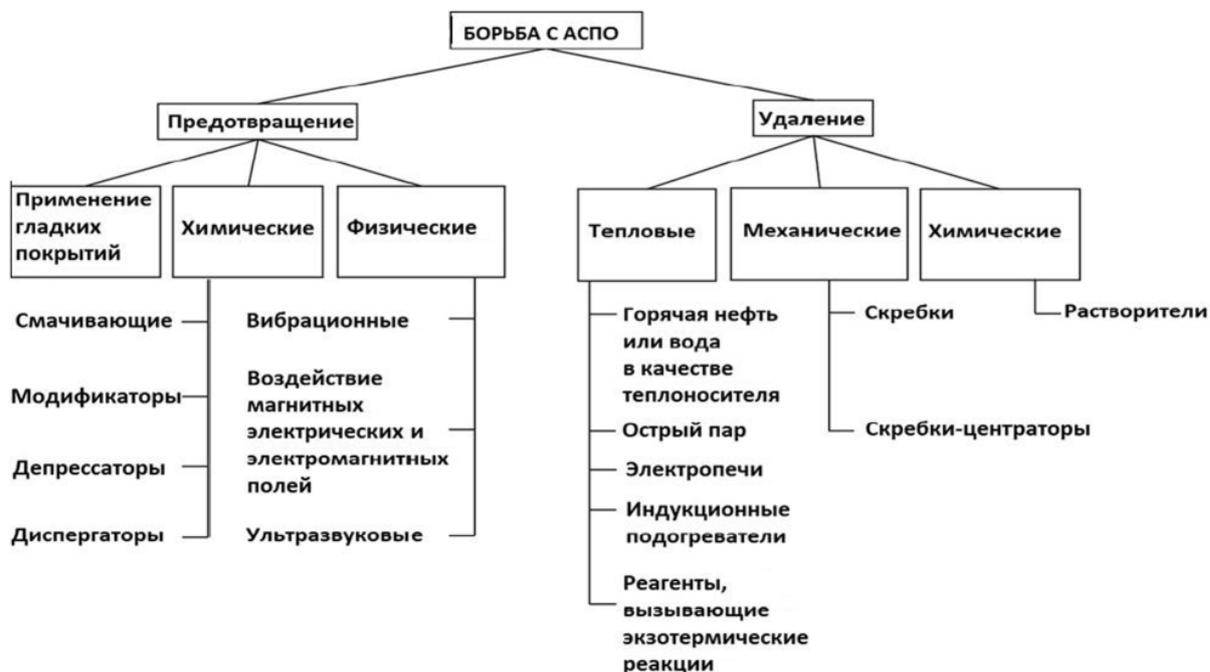


Рисунок 2.1 – Схема способов борьбы с АСПО

Удаление парафиновых отложений (таблица 2.1)

К таким мероприятиям относятся:

- механические методы (скребки, скребки-центраторы);
- тепловые методы (промывка горячей нефтью или водой в качестве теплоносителя, острый пар, электropечи, индукционные подогреватели, использование реагентов);
- химические (растворители).

Таблица 2.1 – Сравнительная характеристика методов удаления АСПО

Методы	Достоинства	Недостатки
Тепловые методы	тепловые методы имеют высокую эффективность и могут использоваться для скважин с любым сроком эксплуатации	высокая энергоёмкость, электро- и пожароопасность, ненадежность, относительно высокая стоимость проводимых работ, возможные трудности подъездных путей
Механические методы	Надёжное удаление АСПО с внутренней полости НКТ, сравнительная экономичность и незамысловатость	Часто необходима остановка работы скважины и предварительная подготовка поверхности труб (для некоторых видов скребков), возможное застревание скребков, обрыв их крепления
Химические методы	Высокая производительность и технологичность, позволяют очищать даже самые труднодоступные места технологического оборудования	высокая стоимость реагентов, применение специального оборудования, сложность подбора эффективного реагента, связанная с постоянным изменением условий эксплуатации в процессе разработки месторождения

Как показывает практика, предупреждение (предотвращение) является менее дорогостоящим способом, чем постоянное удаление отложений. При этом сокращаются затраты на оборудование и перекачку продукции, достигается наиболее надежная и безаварийная работа оборудования, сокращается время простоя.

## 2.2 Методы борьбы с отложениями солей

Как и в случае с АСПО, основным направлением в борьбе с солеотложениями является их предотвращение. Для этого используются различные способы – технологические, химические, физические.

К технологическим способам относят:

- использование вод, совместимых с пластовыми;
- подготовка воды для закачки в систему ППД;
- отдельный отбор и сбор жидкости;
- отключение обводненных интервалов.

Предотвращение солеотложения при использовании данных способов происходит из-за того, что уменьшается или полностью исключается вероятность смешения химически несовместимых вод. Проблема обводнения продукции скважины решается в процессе её строительства, когда применяется комплекс средств и методов для разобщения пластов и отключения обводнившихся пропластков, а также для ограничения притока к добывающим скважинам пластовых вод и их движения в промытых дренируемых зонах продуктивного пласта. При изоляции обводнившихся прослоев наблюдается значительное снижение интенсивности солеотложения. Недостатки данных способов связаны со значительными затратами и сложностью его реализации.

Физические способы включают в себя обработку скважин и скважинной продукции ультразвуковыми колебаниями и магнитным полем. Колебания влияют на изменение структуры кристаллов солей и не дают им укрепляться на поверхности металла. Данные способы не дают никакой эффективности в случае с образованием солеотложений в призабойной зоне пласта и необходимости обработки данной зоны.

Химические способы включают в себя применение различных ингибиторов и химических реагентов, которые существенно замедляют процесс образования солей.

Ингибиторы солеотложений (ИС) подразделяются в зависимости от механизма действия на:

- ингибиторы порогового действия (происходит адсорбция на поверхности микрочастиц солей и нарушение их структуры, то есть препятствие их осаждению и росту);
- хелаты – вещества, связывающие между собой катионы кальция, железа, бария (тем самым происходит затруднение их реакции с анионами карбоната и сульфата);
- кристаллоразрушающие ингибиторы (разрушение структуры кристаллов солей).

### **2.3 Методы борьбы с механическими примесями**

В настоящее время существуют различные способы предотвращения и борьбы с механическими примесями: химические, технические, технологические, профилактические (рисунок 2.2).



Рисунок 2.2 – Мероприятия по снижению воздействия мех. примесей на насосное оборудование

Основные способы заключаются в закрепление породы пласта различными затвердевающими составами, образующими прочную и проницаемую (за счет пористости) структуру в призабойной зоне, устраняющую поступление песка.

Эффективно на сегодняшний день применяется защита глубинно-насосного оборудования (ГНО) посредством использования скважинных фильтров и сепараторов на забое, перед насосом и в составе насосного оборудования.

Фильтры разделяются на классы по принципу устройства фильтрующего элемента:

- сетчатые фильтры;
- проволочные фильтры;
- щелевые фильтры;
- гравийные фильтры;
- перфорированные фильтры.

Как правило на практике используются фильтры, комбинирующие в себе несколько принципов устройств, дополняющих друг друга.

Сетчатые фильтры спускаются на нужную глубину и изготавливаются на месте обустройства скважины без специальной классификации, в случае необходимого ремонта скважины их легко доставать из ствола. Недостатками сетчатых фильтров является то, что при их изготовлении используются дорогие металлы и сами фильтры обладают высокой сопротивляемостью, что негативно влияет на дебит. Так же при монтаже данного фильтра могут быть деформированы прутья сетки – это нарушит процесс нормального прохождения воды внутрь фильтрационной колонны.

Проволочные фильтры обладают надёжной и эффективной конструкцией, которая изготовлена из однородного металла. Недостатками данных фильтров является сложность очистки фильтрующих элементов от скапливающихся на его поверхности загрязнений, и частота засорения мелкими частицами при добыче.

Щелевые фильтры применяются в тех случаях, когда нет необходимости применения дорогостоящих фильтров с высокой степенью фильтрации мелкодисперсных частиц. Недостатками щелевых фильтров является самый низкий параметр скважности в сравнении с другими конструкциями фильтров, а в связи со сложным изготовлением щелей данные фильтры подвергаются быстрой закупорке фильтрационных отверстий. Преимуществом является низкая начальная стоимость.

Гравитационные фильтры обладают рядом преимуществ:

- качественно очищают воды;
- возможность доставки гравийного материала по межтрубному пространству в фильтровую зону;
- возможность устройства гравийной прослойки непосредственно в скважине;
- дополнительная опора для удержания стенок ствола от обрушения.

Недостатками гравитационных фильтров является сложность подбора одноразмерного гравия и проблема доставки гравия двойной обсыпки в фильтровую зону на глубину более 100 метров.

Гравийный фильтр является наиболее эффективным и перспективным механическим способ предотвращения пескопроявлений. Суть данных фильтров заключается в том, что скважина бурится и крепится до кровли продуктивного горизонта, после чего продуктивный пласт вскрывается долотом меньшего диаметра. Далее производится расширение ствола скважины в продуктивном интервале, после спускается фильтра с учётом перекрытия продуктивного интервала и закачка гравия (крупнозернистого отсортированного кварцевого песка) в расширенный интервал между пластом и флюидом. Применение гравийных фильтров обусловлено следующими преимуществами: возможность использовать их при большой неоднородности механических примесей; малый градиент гидравлического сопротивления по толщине фильтра и низкая интенсивность кольматационных процессов; малое сопротивление каркаса фильтра вследствие возможного увеличения размеров отверстий в 6-10 раз; простота конструкции. Недостатком данного метода является высокая стоимость по сравнению с проволочными и сетчатыми фильтрами, за искусственно созданным барьером могут образовываться пробки из пластового песка, которые уменьшают приток пластовой жидкости в ствол скважины.

Помимо этого, для ограничения поступления механических примесей в скважину необходимо:

- подбирать оптимальные значения депрессии на пласт, при которых сохраняются высокие дебиты скважины и уменьшаются случаи разрушения слабосцементированных пропластков;
- применять УЭЦН в коррозионно-износостойком исполнении;
- применять только очищенные от механических примесей жидкости глушения и промывки;

- при проведении подземных ремонтов скважин осуществлять контроль за подготовкой и очисткой оборудования на поверхности перед спуском его в скважину;
- очистка НКТ от коррозии, песка, солей по принципу механической и гидропескоструйной технологии или полная замена подвески в процессе ремонта скважин;
- контроль за КВЧ в процессе эксплуатации.

## 2.4 Методы борьбы с коррозией

Основные способы по борьбе с коррозией делятся на три группы: химические, физические и технологические (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Методы защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии [5]

Наименование метода	Способы антикоррозионной защиты
Технологический	Ограничение доступа кислорода
	Снижение скорости потока
	Понижение температуры жидкости
	Уменьшение водопритока в скважине
	Применение реагентов и технологических растворов с низкой коррозионной активностью
	Предупреждение смешивания коррозионно-активной среды с продукцией
	Исключение применения пластовой воды, заражённой сульфатовосстанавливающими бактериями
	Применение технологии внутритрубной отчистки
Физический	Анодная защита
	Применение защитных покрытий
	Использование коррозионностойких материалов
Химический	Применение ингибиторов коррозии

Технологические способы включают в себя проведение различных мероприятий, направленных на уменьшение интенсивности отложения солей. Это, например, проведение работ по изоляции притока воды к скважине, или работы по ограничению доступа кислорода. К физическим методам относится применение различных антикоррозионных покрытий, наносимых на стенки НКТ, и использование коррозионностойких материалов (использование насосов в коррозионностойком исполнении). Наиболее часто используемым способом является химический, который включает в себя применение метода периодической закачки или непрерывной дозировки ингибиторов коррозии.

## **2.5 Методы борьбы с высоким газовым фактором**

Для борьбы с высоким газовым фактором применяются газосепараторы или диспергаторы различной конструкции, устанавливаемые на приеме насоса для отделения газа от нефти, измельчения пузырьков свободного газа и отвода его в затрубное пространство, что позволяет предотвращать образование газовых пробок в насосной установке, которые прекращают подачу насоса (происходит срыв подачи).

Уменьшение негативного влияния газа осуществляют путём увеличения давления на приеме насоса (повышение глубины его погружения), в результате чего увеличивается растворимость газа (уменьшение объёмного расхода свободного газа за счет сжатия). Данный метод широко применяется по причине своей простоты в плане технологии и организации, но при этом является экономически не эффективным (затраты на проведение операций, НКТ, кабеля, электроэнергию). Также известен способ принудительного сброса газа из затрубного пространства с помощью применения автоматических скважинных или устьевых обратных клапанов, отсасывающих газ.

## 2.6 Методы борьбы с высокой вязкостью продукции

В случае с высоковязкой нефтью все способы борьбы связаны с воздействием на пласт и призабойную зону. Вязкость нефти сильно зависит от температурных условий, что имеет большое значение для разработки и эксплуатации месторождений. Поэтому для уменьшения вязкости широко применяются термические методы воздействия, основной принцип которых – прогрев пласта (рисунок 2.3).



Рисунок 2.3 – Схема технологий термического воздействия на пласт

Термические методы воздействия объединяются в три группы – это воздействие горячей водой, внутрипластовое горение и пароциклическое воздействие на ПЗП.

Закачка в пласт горячей воды является обязательным мероприятием при внутриконтурном заводнении месторождений с высоковязкой нефтью. Вытеснение нефти горячей водой приводит к значительному увеличению коэффициента охвата, а также к снижению вязкости нефти и к расширению породы-коллектора.

Метод внутрипластового горения основан на способности углеводородов вступать в окислительную реакцию, сопровождающуюся выделением теплоты. После инициирования горения для поддержания процесса ВГ необходимо непрерывное нагнетание воздуха в пласт. Основное ограничение на применение данного метода – глубина достигает не более 800-1000 метров.

Вытеснение нефти паром является распространенным методом увеличения нефтеотдачи пласта. Пар нагнетается в скважину с поверхности через специальные паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. При поступлении пара в поровое пространство происходит его конденсация, пласт нагревается за счет использования теплоты горячего конденсата. При парациклическом воздействии пар нагнетается постепенно через добывающие скважины, которые в последствии закрывают и выдерживают в течение одной-двух недель для протекания процесса теплообмена, перераспределения нефти и воды в пористой среде, затем скважину эксплуатируют 8-12 недель. Недостатком данного способа является возможность разрушения цементного камня и нарушений в резьбовых соединениях колонны из-за периодического нагревания и охлаждения.

### **3 Анализ эффективности применения методов борьбы с осложнениями при эксплуатации добывающих нефтяных скважин**

Современный уровень развития нефтедобывающей отрасли характеризуется разнообразием методов, позволяющих с большей или меньшей степенью эффективности предотвратить, либо удалить уже образовавшиеся осложнения. Важным моментом является то, что выбор того или иного способа влияет на экономику компании – затраты на борьбу с осложнениями при добыче нефти занимают основное место и составляют миллиарды рублей, а недобор нефти исчисляется сотнями тысяч тонн в год. Поэтому необходимо анализировать и подбирать методы борьбы с целью оптимизации работы скважин, критерием которой будет являться прирост добычи нефти и увеличение межремонтного периода работы скважин.

#### ***Асфальто-смоло-парафиновые отложения***

В случае с АСПО предложено множество разнообразных методов для предупреждения и удаления, но для каждого метода нужен свой индивидуальный подход, необходимые технологические мероприятия и техника для борьбы с парафиноотложениями.

В диссертации Канзафарова Ф.Я. «Повышение эффективности эксплуатации нефтяных месторождений с учетом изменения свойств пластовых систем» [2] описываются способы предотвращения образования АСПО. Автор проводит анализ фонда скважин Самотлорского месторождения СНГДУ-2, где устанавливается, что наиболее интенсивное выпадение АСПО наблюдается в скважинах с низкими дебитами (до 20 т/сут), малой продуктивностью и высокой обводненностью (40...80 %). Как показывает практика, для низкодебитных скважин (до 30 т/сут) наиболее эффективными методами борьбы являются химические, для скважин со средним дебитом (30-50 т/сут) – механические и тепловые, а для высокодебитных (более 50 т/сут) – защитные покрытия. Поэтому на Самотлорском месторождении для борьбы и

предотвращения парафиноотложений применяются ингибиторы и растворители.

Ингибиторная защита отличается технологической эффективностью, во многом независимой от геолого-физических, гидродинамических и термодинамических условий добычи нефти, применяется в скважинах с любым способом эксплуатации.

Канзафаров Ф.Я. в своей работе приводит таблицу с результатами анализа лабораторных исследований зарубежных и отечественных ингибиторов АСПО (таблица 3.1). Исследования проводились на нефти Самотлорского месторождения пласта АВ1 (1-2) при дозировках 200 и 500 г/т.

Таблица 3.1 – Эффективность ингибиторов парафиноотложения

№	Ингибиторы	Производители	Эффективность ингибирования (%) при дозировке	
			200 г/т	500 г/т
1	Prochinor AP 26	СЕСА	44,8	68,2
2	Лидер -А(5)	ООО ПКП «Промтехснаб»	46,8	74,6
3	Dewaxol 7201	MIRRICO	42,3	70,4
4	СНПХ-7941	НИИНефтепромхим	45,9	76,8
5	СНПХ-7909	НИИНефтепромхим	44,7	73,3
6	СНПХ-ИПГ-11	НИИНефтепромхим	43,5	72,3
7	ФЛЕК-ИП-106	ООО «Флек»	45,2	70,0
8	ХППС-004	ОАО «РДН-Групп»	39,8	65,5
9	ДИН-1В	ЗАО «Протон»	40,8	64,6

По результатам данного исследования были определены наиболее эффективные ингибиторы и дозировки для защиты скважин Самотлорского месторождения (СНПХ-7941, Лидер-А(5) и СНПХ-7909).

Эффективность применения химических методов зависит от различных факторов (свойства нефти и образуемых ею отложений; свойства,

оптимальная концентрация и технологические условия применения используемого реагента). Поэтому для того, чтобы подобрать лучший реагент, необходимо провести целый ряд исследований, которые начинаются с изучения характеристик исходной нефти и образуемых ею парафиноотложений с последующей выработкой рекомендаций по природе и характеристикам требуемого реагента и подтверждение выбранного решения серией лабораторных и опытно-промышленных испытаний [1].

На Пуглалымском месторождении компании ООО «ВТК» основным методом очистки скважин от парафинов является механический, который выполняется посредством спуска и подъема скребков с помощью ручных лебедок. Скребки, рекомендуемые к применению: «Кыргач-5», «Кыргач-6» («Татнипинефть»), гидромеханический типа СГМ 146-1 для очистки обсадных колонн. Операция по очистке скважин выполняется с эмпирически подобранной периодичностью. Продолжительность операции обычно составляет 3 – 5 суток.

Этот способ борьбы на данном месторождении является наиболее дешевым и технологически эффективным, но в случае нарушения срока выполнения операции, что часто случается по организационным и техническим причинам, в НКТ образуется «пробка» из парафинов и гидратов.

Ликвидация «пробок» осуществляется либо их плавлением с помощью спускаемого на кабеле тепловыделяющего элемента, либо промывкой горячим соевым раствором, подаваемым в НКТ через спускаемые в них трубки малого диаметра.

Так же для предотвращения простоя работающих скважин по причине парафиноотложения на Пуглалымском месторождении необходимо:

- скважины с интенсивной парафинизацией оборудования, в которых межочистной период изменяется от 3 до 5 суток, обрабатывать ингибиторами парафиноотложения типа СНПХ по методу непрерывного дозирования с помощью насосов типа НД, УДС, УДЭ;

- скважины с невысокой интенсивностью парафинизации, в которых межочистной период изменяется от 5 до 10 суток, рекомендуется обрабатывать химреагентами-ингибиторами;
- при подземном ремонте, обработка растворителями не реже одного раза в полгода.

Лучшие результаты обеспечивает использование углеводородных растворителей и их композиций. Для профилактики и увеличения эффективности борьбы с АСПО наряду с применяемыми методами, рекомендуется также обработка скважин бензином. Как показывает опыт применения этого метода на месторождениях Западной Сибири, успешность обработок составляет 70 %. Закачивают бензин в объеме – 7.5-24 м<sup>3</sup>/скв. Периодичность обработки составляет 2-15 дней.

#### *Механические примеси*

Наиболее эффективным методом решения проблемы выноса механических примесей при добыче нефтяной продукции является разработка и применение комплекса мероприятий, направленных на предупреждение, задержание и снижение негативного влияния примесей на промышленное оборудование. При этом, все технологические операции должны рассматриваться как единое целое, а не отдельные технические решения. Создание эффективного комплекса мероприятий должно проводиться на основании анализа о строении выбранного объекта и учитывать взаимовлияние различных видов осложнений в конкретной скважине. [3]

Эффективное применение находят ЭЦН с отличными конструктивными особенностями и применяемыми материалами, нежели выпускаемые в настоящий момент ведущими заводами-изготовителями.

На месторождениях ООО «Лукойл-Западная Сибирь» используется применение износостойкого оборудования, за счет чего компании удалось значительно повысить надежность ГНО (глубинно-насосного оборудования) и увеличить среднюю наработку (рисунок 3.1).

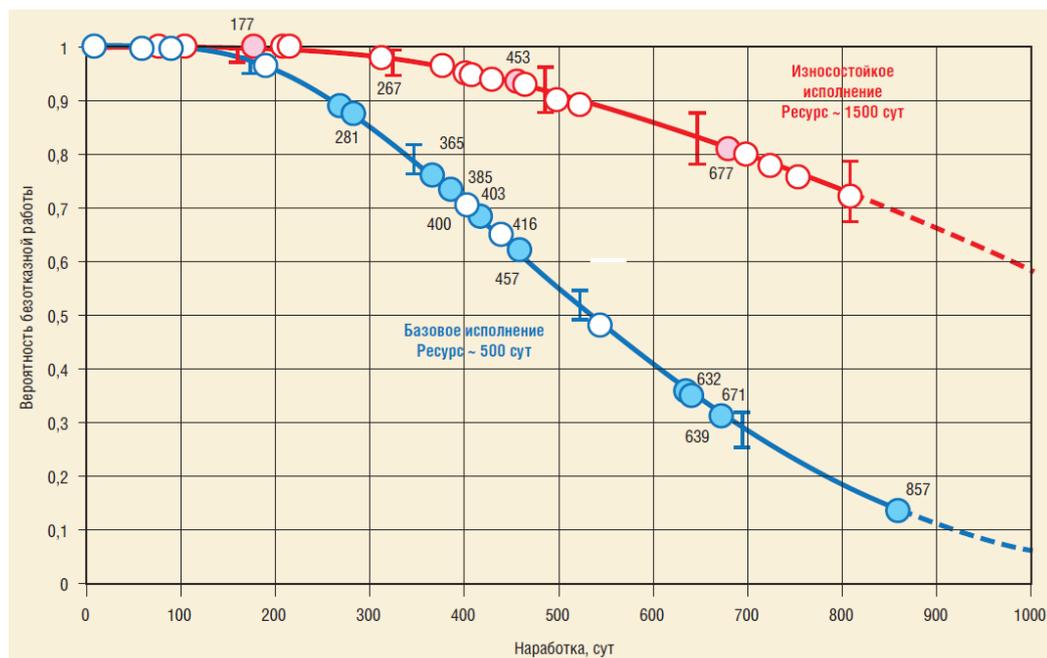


Рисунок 3.1 – Результат внедрения ЭЦН износостойкого исполнения в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Однако данный способ имеет положительный эффект в случае с малой интенсивностью выноса песка.

На сегодняшний день в условиях высокой интенсивности выноса твёрдых частиц фильтры (забойные, перед насосом, в составе насоса) являются наиболее эффективной (по соотношению затраты-эффект) и распространенной технологией защиты скважины и глубинно-насосного оборудования от вредного влияния механических примесей. [4]

Широкое применение среди фильтров поверхностного действия получили фильтры на основе щелевых решеток, такие фильтры особенно хорошо работают с достаточно крупными частицами, выносимыми из пласта.

Например, на одном из месторождений нефтедобывающей компании Нефтеюганского региона [7] на скважинах после проведения ГРП благодаря установке фильтра наработка скважин увеличилась более чем в четыре раза (рисунок 3.2, 3.3).

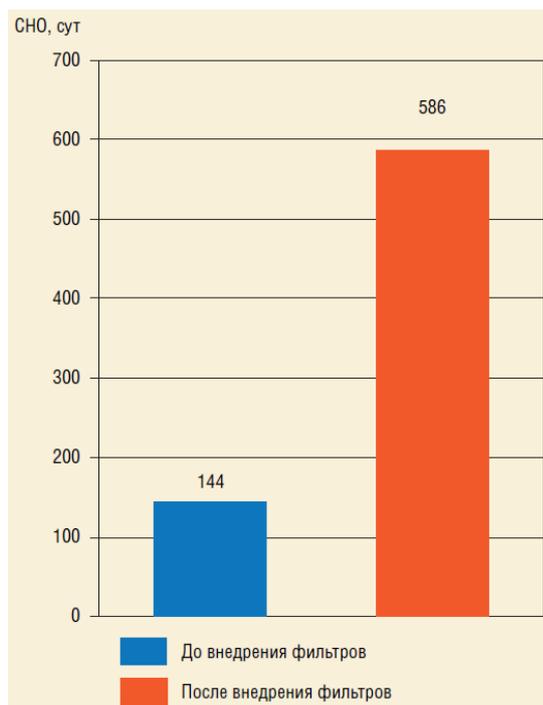


Рисунок 3.2 – Результат внедрения щелевых фильтров на скважинах после проведения ГРП

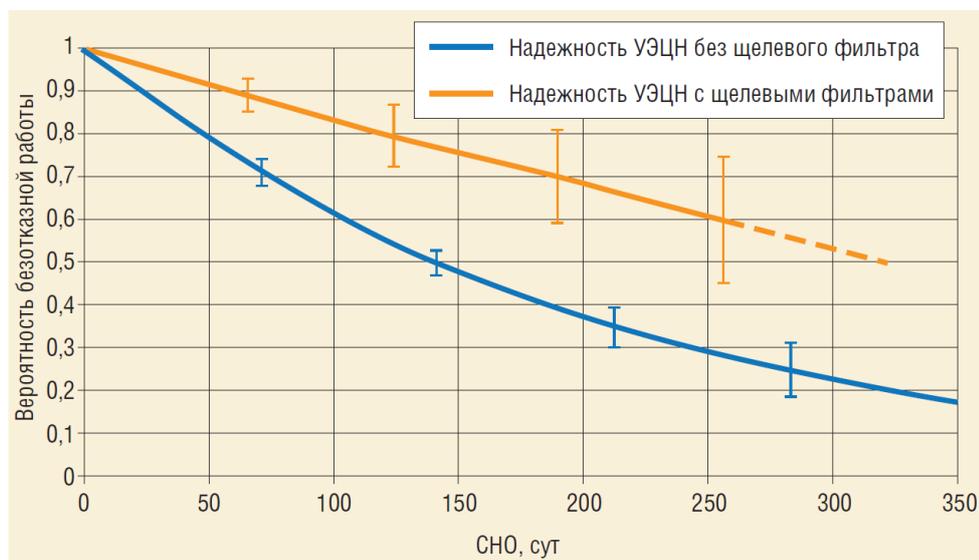


Рисунок 3.3 – Надежность УЭЦН с щелевым фильтром и без фильтров

В АО «Новомет-Пермь» был разработан гравитационный сепаратор, который довольно эффективно отделяет твердые частицы размером 100 мкм и более. Данный сепаратор был сконструирован с использованием имитационной математической модели отделения твердых частиц от жидкости в гравитационном сепараторе. На основе гравитационных

сепараторов также были спроектированы устройства, комбинирующие в себе гравитационный сепаратор и фильтр поверхностного действия. Сочетание данных устройств даёт возможность увеличить продолжительность их работы в случае параллельного соединения (рисунок 3.4)

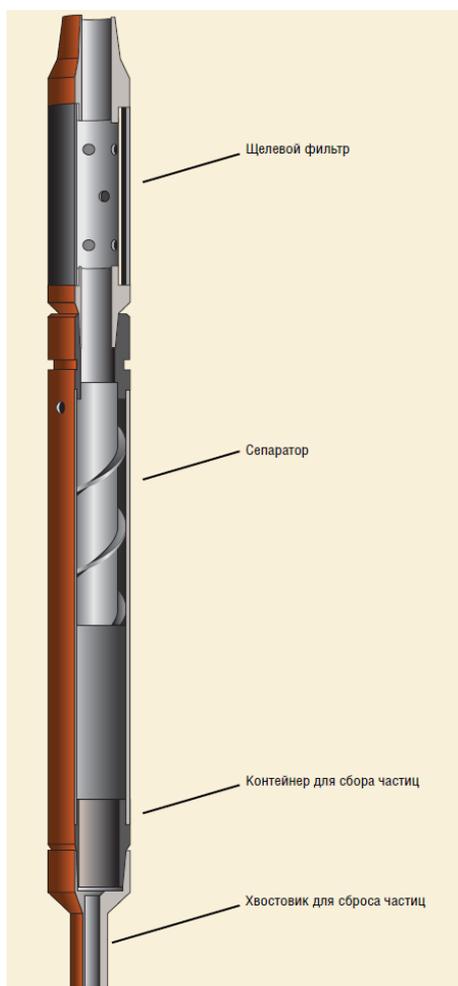


Рисунок 3.4 – Схема гравитационно-щелевого фильтра

Такой тип комбинированных устройств, как гравитационно-щелевые фильтры, широко внедрялись на месторождениях АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Данные фильтры имеют возможность использоваться многократно за счет своей надежности и обеспечивают возможность быстрого ремонта из-за отсутствия движущихся частей. Результаты их работы на более чем 200 скважинах фонда, осложненного выносом механических примесей, можно увидеть на графике (рисунок 3.5), где наблюдается существенное увеличение СНО и повышение вероятности безотказной работы.

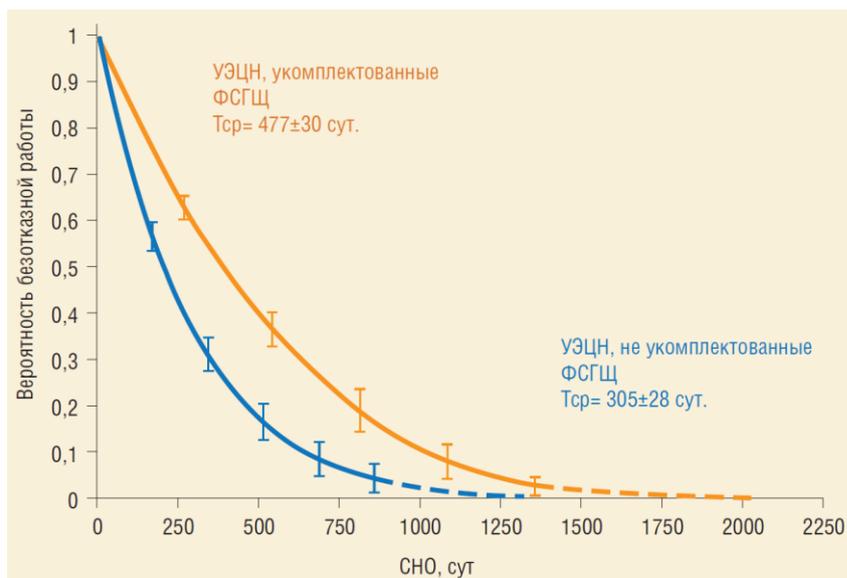


Рисунок 3.5 – Результаты внедрения гравитационно-щелевого фильтра

При всех своих преимуществах гравитационно-щелевые фильтры имеют технические ограничения по использованию. Если при суточном расходе 100-200 м<sup>3</sup>/сут вязкость увеличивается от 1 до 100 сПз [8], то коэффициент сепарации снижается со 100% до 20%. Так же на коэффициент сепарации влияет увеличение угла наклона скважины (рис. 3.6). Видно, что, начиная с угла наклона скважины от вертикали 30°, коэффициент сепарации снижается до значения 40-50%.

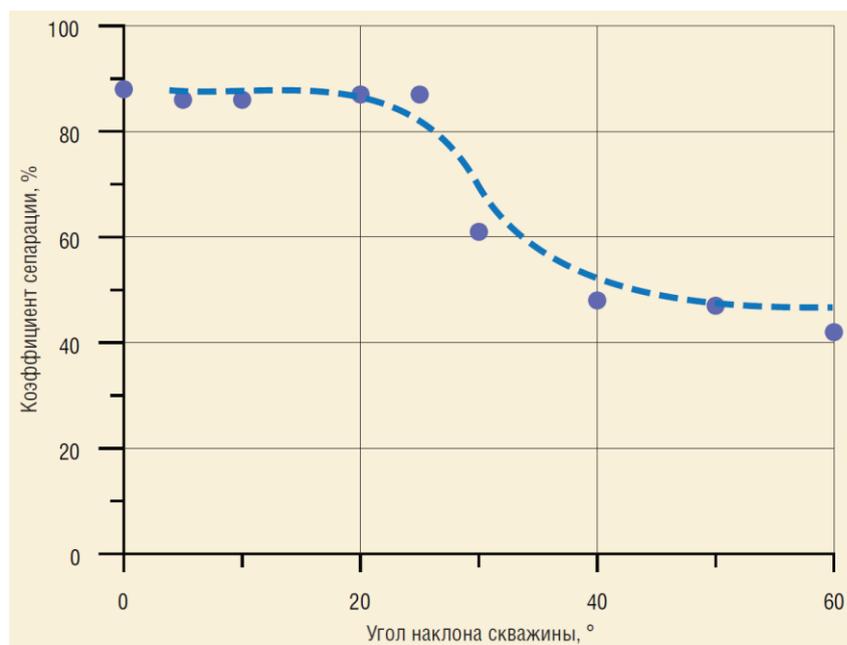


Рисунок 3.6 – Коэффициент сепарации при разных углах наклона скважин

## ***Коррозия***

Как уже говорилось выше, для борьбы с коррозией нефтепромышленного оборудования применяют технологические, физические и химические методы.

*Технологические методы* относятся к мероприятиям по предупреждению и направлены на сохранение первоначально низких коррозионных свойств среды путём улучшения качества управления и контроля процесса коррозии. Однако данные методы дают положительный результат в течение недолгого времени и несут в себе высокие риски отрицательного эффекта.

Всё чаще нефтедобывающие компании начинают применять физические методы защиты. Они основаны на применении протекторных (алюминий, цинк, магний), антикоррозионных и различных лакокрасочных покрытий, а также применении труб из коррозионностойких материалов (вытеснение из металла примесей, ускоряющих протекание процесса коррозии, или внедрение металлов повышающих коррозионную устойчивость). Данные способы существенно повышают защиту оборудования, но при этом имеют ряд технологических особенностей (к примеру: ограничения по температуре, необходимость исключения механических повреждений, особые условия хранения труб) и высокую стоимость в сравнении с оборудованием обычного исполнения.

*Химические методы*, основанные на постоянном/периодическом дозировании ингибитора, позволяют образовывать на поверхности металла защитную плёнку. Если учесть недостатки остальных способов, которые приведены выше, можно сказать, что ингибиторная защита на сегодняшний день является одним из самых экономических, удобных и технологически доступных методов борьбы с коррозией на нефтепромышленном оборудовании. В случае выбора химических способов, нефтегазодобывающая компания имеет возможность применять наиболее доступные конструкционные материалы, защищать одновременно практически все типы промышленного

оборудования, контролировать процесс скорости протекания коррозии, сокращать простои, связанные с ремонтом оборудования и тем самым уменьшать экономические затраты.

На Пуглалымском месторождении компании ООО «ВТК» из химических способов уменьшения коррозии оборудования рекомендуется применять следующие реагенты:

- ХПК-001, ХПК-002, ХПК-007, имеющих температуру застывания  $-40-60^{\circ}\text{C}$ . Закачивают их непрерывно или периодически. Из опыта применения защитный эффект составляет более 95%;
- Амфикор, температура застывания – минус  $55^{\circ}\text{C}$ . Защитное действие – 90% при дозировке реагента  $25\text{ г/м}^3$ ;
- применение метода периодической закачки или непрерывной дозировки ингибиторов коррозии Додикор, Кормастер -1025, Servo VCA-148, VCA-497 ( $15 - 25\text{ г/т}$ ). Эти ингибиторы успешно применяются на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК со схожими условиями добычи и обеспечивают уменьшение скорости коррозии до  $0,03 - 0,05\text{ мм/год}$ .

Рекомендуется использование опыта химической обработки глубинного насосного оборудования (ГНО) с помощью капиллярного устройства (СПКУ) в ОАО «Башнефть». В ОАО «Башнефть» разработано и выпускается СПКУ, позволяющее осуществлять подачу реагента по капиллярной трубке непосредственно в проблемную зону (рисунок 3.7). Использовать СПКУ можно в скважинах, оборудованных как УЭЦН, так и УШГН. Поскольку для использования СПКУ требуется лишь установка блока дозирования и последующая подача реагента через капилляр, данный процесс не требует больших дополнительных затрат.

В «Башнефти» также применяется одна из модификаций СПКУ — погружной четырехжильный кабель (рисунок 3.8). Он предназначен для подачи электроэнергии к электродвигателям погружных установок добычи нефти, водоподъема и перекачки жидкостей из шурфов, резервуаров и

водоемов. Четвертая жила может использоваться как резервная, для катодной электрохимической защиты подземного оборудования скважин, а также в качестве сигнального датчика — для передачи информации о температуре и вибрации.

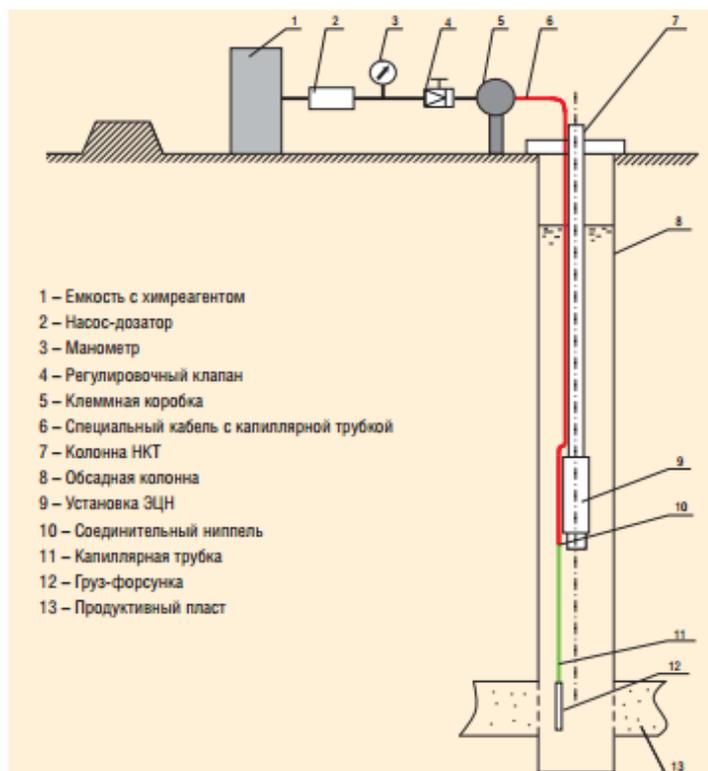


Рисунок 3.7 – Принципиальная схема подачи растворов ингибиторов коррозии на забой скважины, эксплуатируемой с помощью ЭЦН

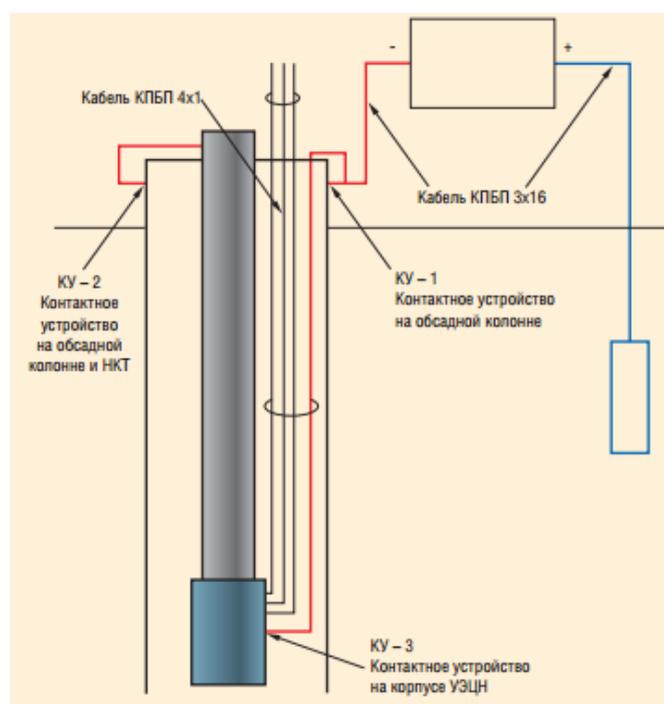


Рисунок 3.8 – Схема антикоррозионной защиты ГНО с использованием четвертой электропроводящей жилы

### ***Влияние высокого газового фактора***

В связи со сложностью и, как показывает опыт, невысокой эффективностью проведения газоизоляционных работ основная роль ложится на методы предупреждения газопроявлений.

Для профилактики газопроявлений проводится контроль отступов интервалов вскрытия пласта от уровня ГНК. При разбуривании месторождения пологие стволы эксплуатационных скважин необходимо проводить в продуктивном пласте как минимум на 6 метров ниже уровня ГНК. При этом желательно, чтобы бы вскрываемый интервал был изолирован от газонасыщенной зоны глинистым прослоем толщиной не менее двух метров. Как показывает промысловый опыт, более тонкие глинистые пропластки не могут являться надежным экраном. Соблюдение рекомендуемых отступов в добывающих скважинах позволяет существенно сократить негативное влияние газа на процесс добычи нефти и уменьшить вероятность прорывов газа к добывающим скважинам по пропласткам, пересекающим ГНК, повысить эффективность воздействия на пласт нагнетательных скважин.

Основной причиной загазовывания скважин нефтегазовых залежей является образование конусов газа и прорыв газа по пропласткам, имеющим выход на ГНК. В связи с этим при разработке технологии изоляции газопритоков, прежде всего, необходимо решить задачу создания в пласте протяженного радиально-изолирующего экрана, размеры которого должны быть сопоставимы с размерами основания газового конуса.

В некоторых работах в газовую часть нефтегазонасыщенного пласта рекомендуют закачивать нефть, водный раствор ПАВ либо смесь углеводородного конденсата с водным раствором ПАВ. Причем в последнем случае закачку экрана осуществляют периодически через спецотверстия. В ряде патентов изолирующий экран в газовой части пласта предлагается создавать с помощью пенообразующих агентов в воде или углеводородной жидкости.

Следующая группа методов блокирования путей прорыва газа в нефтяные скважины предусматривает применение разнообразных изолирующих материалов селективного и неселективного действия. Например, реакция взаимодействия газа с раствором асфальто-смолистых веществ (АСФ) в ароматических растворителях (неселективная изоляция).

Известны методы, в которых предлагается изолирующий материал закачивать после получения горизонтальной трещины в пласте гидроразрывом. В качестве изолирующего материала предлагается использовать различные материалы, а саму трещину заполнять цементным раствором.

Можно сформулировать следующие основные требования, предъявляемые к газоизолирующим композициям:

- высокая фильтруемость в пористых средах для создания протяженного газо-изолирующего экрана;
- низкая стоимость и распространенность для обеспечения высоких экономических показателей.

Для снижения негативного влияния свободного газа на приеме насоса применяются центробежные газосепараторы, которые являются самым надежным средством защиты ЭЦН. От эффективности их работы во многом зависят параметр эксплуатации и наработка на отказ погружного насоса в скважине. Иногда газовые сепараторы используют одновременно против механических примесей (такие устройства называются «газопесочный якорь»).

Для успешной эксплуатации скважин в условиях высокого содержания газа все более широкое применение находит инкапсулированная система УЭЦН CENesis Phase (рисунок 3.9).

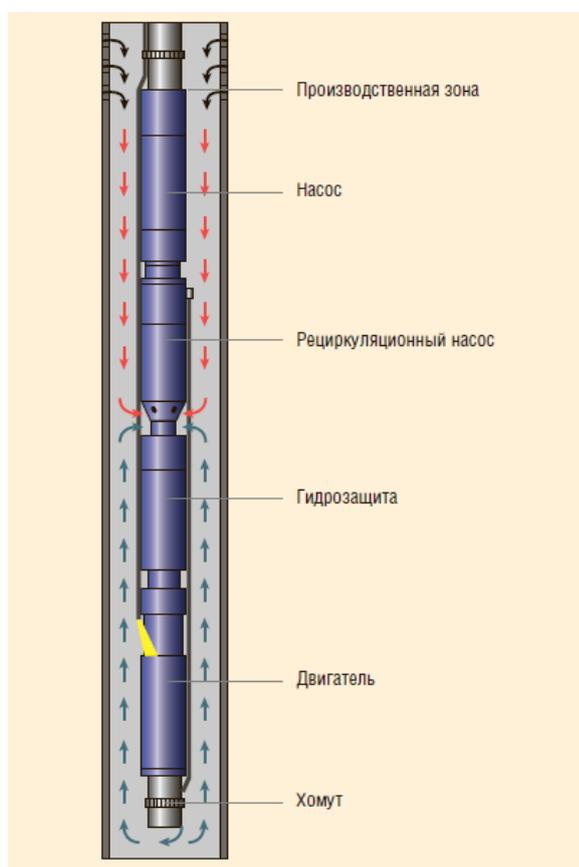


Рисунок 3.9 – Инкапсулированная система УЭЦН с рециркуляцией CENesis PHASE

Система CENesis Phase представляет собой инкапсулированную УЭЦН с рециркуляционным насосом, который улучшает охлаждение ПЭД и, как следствие, повышает надежность работы компоновки. Также система рециркуляции дает возможность эксплуатировать УЭЦН в условиях, когда

стандартного охлаждения ПЭД оказывается недостаточно. При использовании данной технологии достигается максимизация добычи путем значительного снижения забойного давления, улучшается охлаждение двигателя, внутренние части системы (в том числе удлинитель) защищаются от механических повреждений при спуске УЭЦН, предотвращаются остановки по срывам подачи. Более 300 инкапсулированных систем успешно внедрены и показывают положительные результаты при эксплуатации. [9]

### ***Высоковязкая нефть***

При разработке месторождений с высоковязкими нефтями проблема заключается в том, что естественные изотермические условия практически не обеспечивают необходимой подвижности этой нефти во время фильтрации по пласту и притока в скважины. В таком случае применение различных вытеснителей (холодная вода, воздух, газ и др.) не даёт нужного эффекта, т.к. вследствие высоких вязкостных соотношений происходит прорыв вытесняющих агентов и резко снижается эффективность разработки месторождений.

Поэтому на таких месторождениях, как было сказано выше, используются тепловые методы воздействия на ПЗП – внутрипластовое горение, закачка горячей воды, процесс паровой обработки.

Для применения метода внутрипластового горения необходимо соблюдение ряда условий. Толщина продуктивного пласта должна быть более трех метров, пористость пласта должна составлять более 18%, так как она значительно влияет на скорость продвижения фронта горения и требуемое давление для окислителя. Первоначальная обводненность продукции не должна превышать 40% (т.е. нефтенасыщенность должна составлять 50–60%). Проницаемость должна быть более 0,1 мкм<sup>2</sup>. Вязкость и плотность нефти могут варьироваться в широких пределах. Эффективность реализации метода внутрипластового горения зависит от правильного подбора нефтяной залежи

и всестороннего обоснования признаков, которые так или иначе влияют на успешное и экономичное применение такого способа.

При обработке ПЗП паром результатом является высокий дебит, меньшие потери тепла, температура обсадной колонны при нагнетании пара ниже, чем при других вариантах – это является основным достоинством данного способа. Недостатками является падение дебита при последующих циклах, ограниченность зоны прогрева пласта (это влияет на коэффициент извлечения нефти), неполное извлечение нефти из пласта, высокая энергоёмкость процесса и увеличение объёма попутного газа. Поэтому чаще всего обработку паром применяют как дополнительное воздействие на призабойную зону скважины.

В определённых физико-геологических условиях, в особенности с ростом глубин залегания пластов и повышением давления нагнетания теплоносителей, технологически и экономически целесообразно нагнетать в пласт высокотемпературную воду, не доводя её до кипения. После предварительного прогрева ПЗП и вытеснения нефти на расстоянии в несколько десятков метров от скважины начинается нагнетание холодной воды. Как показывает опыт, данный способ является довольно эффективным при различных геолого-физических условиях.

В статье Нвизуг-Би Лейи Клюверта [6] описываются исследования компаниями «Удмуртнефть», «Татнефть», «РИТЭК» и др., нацеленные на создание принципиально новых технологий по повышению нефтеотдачи с их последующим испытанием на месторождениях. Сущность нового подхода заключается в том, что при воздействии растворами полимера (полиакриламид концентрации 0,05–0,10%) удаётся существенно выравнять профили приёмистости в нагнетательных скважинах, а главное – значительно увеличивать коэффициент охвата неоднородного коллектора рабочим агентом. За счёт выравнивания соотношения вязкостей вытесняющей и вытесняемой фаз происходит подавление вязкостной неустойчивости фронтов

вытеснения – неконтролируемых прорывов воды к добывающим скважинам. Исследования и последующий промышленный опыт показали, что технологии полимерного воздействия повышают в 1,5–1,7 раза конечную текущую нефтеотдачу по сравнению с таковой от воздействия необработанной водой, т.е. при заводнении существенно ниже динамика обводнения добывающих скважин и выше их рабочие дебиты. Разработанная новая технология термополимерного воздействия (ТПВ) предусматривает закачку в пласт нагретого до 80–90 °С полимерного раствора той же концентрации, что и холодный раствор.

Существенное улучшение механизма извлечения нефти из пластов при ТПВ заключается в том, что закачиваемый горячий полимерный раствор после прохождения по пласту снижает свою температуру до пластовой, тем самым увеличивая свою вязкость на фронте вытеснения, что приводит к его выравниванию и увеличению коэффициента охвата пласта.

Дальнейшие задачи развития и совершенствования технологии термополимерного воздействия были направлены на снижение энергоёмкости и ресурсосбережения, что привело к разработке технологии циклического внутрипластового полимерно-термического воздействия (ЦВПТВ). При данной технологии закачка раствора полимера и теплоносителя осуществляется уже в несколько циклов, после чего предусматривается закачка обычной воды. Цикличность процесса ЦВПТВ приводит к увеличению охвата пласта рабочим агентом, интенсификации капиллярных и термоупругих эффектов и сокращению расхода химреагента. Реализация проекта началась на Ижевском месторождении, что позволило дополнительно добыть более 400 тыс. тонн нефти и достичь конечной нефтеотдачи 35,4 вместо 11,5 % при существующем ныне режиме истощения.

Достигнутые коэффициенты нефтеизвлечения в пределах опытных участков и на объектах в целом и объёмы дополнительно добытой нефти за счёт новых технологий, свидетельствуют о высокой эффективности

внедряемых термических и термополимерных методов на месторождениях высоковязких нефтей. Новые технологии позволили устранить главное препятствие на пути применения тепловых методов при разработке месторождений вязких нефтей – большие затраты, поскольку традиционные тепловые методы по затратам примерно в 2 раза выше, чем при заводнении.

### ***Солеотложения***

Технологические и физические методы борьбы с отложениями минеральных солей (так называемые "безреагентные") не являются универсальными. Результативность применения данных способов очень сильно зависит от условий осадкообразования. Поэтому технологические способы в большинстве случаев рекомендуется применять в комплексе с физико-химическими методами воздействия на процесс солеобразования.

На сегодняшний день химический метод с использованием реагентов-ингибиторов является эффективным для предотвращения солеотложения в нефтепромысловом оборудовании.

Выбор технологии предотвращения солеотложения методом ингибирования зависит от объёма воды, который будет использоваться для ингибирования, и зоны в скважине, где образовалось отложение солей. Немалую роль играет расположение солеотлагающих скважин на месторождении.

Существует большое количество способов ингибирования:

- дозирование с помощью глубинного дозатора;
- адсорбция ингибитора в пласте;
- добавление ингибитора к жидкости глушения;
- адсорбция ингибитора в пласте при поглощении жидкости глушения,
- дозирование ингибитора в затрубное пространство скважины индивидуальной дозирующей установкой УДЭ;
- дозирование ингибитора при массовом применении методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП);

- дозирование ингибитора групповой дозирующей установкой блока реагентного хозяйства (БРХ) в затрубное пространство скважины;
- периодическое дозирование в скважину;
- дозирование ингибитора в отдельную нагнетательную скважину.

Применение технологии *периодического дозирования в затрубное пространство* используется в скважинах с низкой производительностью, где условия немедленного выноса всего объема ингибитора насосом отсутствуют, а заключается в серии одноразовых закачек пачек ингибитора. В зависимости от производительности скважины частота закачки составляет один раз в 15 или 30 дней.

При использовании данного способа отсутствуют затраты на дозирующее оборудование, его монтаж и обслуживание, а также защищаются три зоны солеотложения из четырех - насосное оборудование, НКТ и поверхностное оборудование, эксплуатационная колонна. Это является достоинством данной технологии.

К недостаткам технологии можно отнести высокий и нестабильный расход реагента в сравнении с методом постоянного дозирования, и ограниченность успешного использования на эксплуатационных скважинах.

Метод *дозирования ингибитора индивидуальной дозирующей установкой УДЭ* заключается в непрерывной подаче ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью стандартной дозирующей установки, подключенной к полевой затрубной задвижке скважины. Струя ингибитора под действием собственного веса перемещается до динамического уровня, где смешивается со скважинной жидкостью в затрубном пространстве. Плотность жидкости в затрубном пространстве (нефти) ниже плотности водного раствора ингибитора, поэтому под действием силы тяжести раствор поступает на прием ЭЦН. Ингибитор солеотложения практически не растворяется в нефти и не накапливается в жидкости затрубного пространства.

Количество ингибитора, дозируемого в скважину ( $P$ , кг/сут), рассчитывается по формуле:

$$P = P_0 \cdot Q_B / 10^3 \quad (3.1)$$

где  $Q_B$  - производительность скважины по воде, т/сут;

$P_0$  – оптимальная дозировка ингибитора для пластовой воды, г/т.

Достоинства данной технологии: относительная дешевизна метода, гарантированное присутствие ингибитора на приеме ЭЦН и в продукции скважины.

Недостатки технологии заключаются в том, что данный метод не защищает от солеотложения интервал от забоя скважины до приема ЭЦН и ПЗП скважины. Ингибитор при движении от устья скважины до динамического уровня представляет коррозионно-агрессивную жидкость, которая может вызывать ускорение процесса коррозии НКТ и эксплуатационной колонны. Постоянно занята полевая затрубная задвижка.

При *дозировании ингибитора через систему ППД* закачка продолжается в течение месяца ежедневно или через день пачками раствора объемом в 3-6 м<sup>3</sup>. При последующих обработках допустимо сокращение продолжительности обработок до 15 дней в зависимости от адсорбционно-десорбционной способности ингибиторов в пласте.

Ингибитор, закачиваемый в пласт, отчасти адсорбируется на поверхности породы, отчасти попадает в зоны пласта не склонные к солеотложению посредством переноса потоком пластовых флюидов, по этой причине для закачки берется в два - пять раз выше требуемого для поддержания условий ингибирования в солеотлагающих скважинах. Адсорбированный на породе пласта ингибитор постепенно десорбируется с поверхности породы и поступает в добывающую скважину. Обычно после проведения первых двух-пяти циклов закачки рекомендуется вводить в

обрабатываемую воду количество ингибитора, превышающее оптимальное в 2-5 раз. Рекомендуется закачивать в нагнетательные скважины 5-10 % раствор ингибитора в попутно-добываемой воде или воде близкой к пластовой по минерализации.

К достоинствам этого метода можно отнести низкие расходы на закачку, защиту от солеотложения всех зон и целой группы солеотлагающих скважин. К недостаткам – большой расход ингибитора и ограниченные условия применения (применять данный способ целесообразно только в зонах группового размещения солеотлагающих скважин).

Технология **задавливания ингибитора в пласт** заключается в нагнетании пачки ингибитора в ПЗП, где происходит его адсорбция и удержание на поверхности породы. Через призабойную зону в процессе фильтрации протекает постепенный процесс десорбции, ингибитор высвобождается и поступает в скважину вместе с пластовой жидкостью, обеспечивая условия предупреждения отложения солей. Работы задавливания ведутся во время капитального ремонта скважины.

Достоинства технологии: защита распространяется на эксплуатационную колонну до уровня насоса, призабойную зону скважины, насосное оборудование, НКТ и наземные коммуникации. Недостатком технологии является необходимость продавливания ингибитора водным раствором в удаленные зоны пласта (при контакте водного раствора с ПЗП может осложниться процесс дальнейшего вывода скважины на режим). Для скважин, работающих в интенсивном режиме данный метод не рекомендуется по причине сокращения продолжительности эффекта. Организуя значительный перепад давления в ПЗП мощный скважинный насос создает высокоскоростные потоки жидкости, что вызывает ускорение процесса десорбции ингибитора из пластовой породы.

**Погружной скважинный контейнер для ингибитора солеотложений (ПСК)** используется при эксплуатации скважин установками

электроцентробежных насосов (УЭЦН) и устанавливается ниже насосной установки. Предназначен ПСК для доставки в рабочую зону скважины реагентов, имеющих твердую консистенцию. Поверхность содержащегося в полости контейнера реагент через перфорацию в стенках омывается продукцией скважины. Структура реагента позволяет водонефтяной эмульсии постепенно растворять содержимое контейнера, обуславливая дозированный расход ингибитора.

Преимуществами данной технологии является гарантированное присутствие ингибитора солеотложений в продукции скважин, исключается необходимость постоянного обслуживания дозирующих устройств. А недостатки этого способа заключаются в возможном большом расходе ингибитора при высоком дебите жидкости (более 80 м<sup>3</sup> /сутки), сложности точной дозировки ингибитора и увеличение времени на ремонт скважины в связи с заправкой контейнера. Необходимая концентрация ингибитора по причине ограниченной растворимости ингибирующей композиции может обеспечиваться при интервале обводненности от 20 до 80 %.

*Добавление ингибитора к жидкости глушения* применяется для попытки избежать несовместимости ионного состава растворенной соли жидкости глушения с ионами пластовой воды, а также с целью избежать солеобразования в процессе растворения соли при приготовлении жидкости глушения.

Достоинства технологии заключаются в защите эксплуатационной колонны, НКТ, насосного оборудования и сборного коллектора. А благодаря проникновению жидкости глушения в пласт защитные свойства распространяются и на ПЗП. Недостатком метода является непродолжительность защитного свойства (5-10 дней).

Помимо проведения различных мероприятий по предупреждению солеотложений выполняются операции по их удалению. Универсального

метода, позволяющего удалить соли разом из всех зон добывающей скважины, не существует, поэтому используются различные технологии:

- удаление солевых отложений из насосного оборудования (СКО УЭЦН);
- удаление солевых отложений из ствола скважины;
- удаление солевых отложений из ПЗП;
- удаление солевых отложений из наземного оборудования;
- удаление солевых отложений из насосного оборудования, ствола скважины, ПЗП и наземного оборудования.

Самыми эффективными и популярными способами удаления солевых отложений являются: промывка глубинного насосного оборудования кислотными составами, использование кислотных ванн и очистка механическими способами.

#### **4 Эффективность применения ингибитора солеотложения на примере месторождения X**

Сведения изъяты, в связи с конфиденциальностью информации.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б5Г	Шарапову Максиму Владиславовичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, финансовых и человеческих</i>	Стоимость ресурсов по предотвращению АСПО твёрдым ингибитором в НГДУ «Гуймазанефть»
2. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления во внебюджетные фонды составляют 30% согласно ст. 425 НК РФ

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	Сравнительный анализ с зарубежными аналогами. Выполнение SWOT-анализа научного исследования
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	Описание структуры работ по моделированию процесса в лабораторных условиях, составления итогового графика длительности работ
3. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	Формирование бюджета на научное исследование производится из расчетов затрат на оборудование, материалы, амортизационные отчисления, заработную плату, накладные расходы на проведение исследования
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования</i>	Определение ресурсоэффективности производится в сравнении с конкурентами в данной области. Определение эффективности происходит на основании расчета интегрального показателя эффективности научного исследования, что связано с определением финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

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

1. Матрица SWOT
2. График проведения НИ (Диаграмма Ганта)

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент	Кацук Ирина Вадимовна	К.Т.Н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б5Г	Шарапов Максим Владиславович		

## 5 Финансовый менеджмент. Ресурсоэффективность и ресурсосбережение

При добыче нефти серьезной проблемой, вызывающей осложнения в функционировании скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, является образование асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО), формирование которых приводит к снижению производительности системы и эффективности работы насосных установок.

В данном разделе рассмотрен способ предотвращения отложения асфальто-смоло-парафиновых веществ твердым ингибитором, также произведен расчет экономической эффективности его применения. Мероприятие применяется при очередном подземном ремонте скважины в НГДУ «Туймазанефть».

### 5.1 SWOT-анализ

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

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 5.1.

Таблица 5.1 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны научно-исследовательского проекта (С)	Слабые стороны научно-исследовательского проекта (Сл)
1.Полученный опыт при проведении исследования.	1. Длительное проведение эксперимента.

2. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии. 3. Актуальность научного исследования.	2. Учет особенностей конкретного объекта разработки.
Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Совершенствование технологической составляющей. 2. Увеличение производительности труда. 3. Снижение себестоимости добываемой продукции.	1. Развитая конкуренция технологий производств. 2. Конкурент может предложить рынку продукцию, аналогичную нашей, по более низким ценам. 3. Задержка финансирования разработки.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Пример интерактивной матрицы проекта представлен в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Интерактивная матрица проекта (1)

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

При анализе интерактивной таблицы 5.2 выявлены корреляции сильных сторон и возможностей проекта: В1С1С2, В2С2С3, В3С2С3.

Таблица 5.3 – Интерактивная матрица проекта (2)

Слабые стороны проекта				
		Сл1	Сл2	Сл3

Возможности проекта	V1	+	+	0
	V2	-	+	0
	V3	-	+	0

При анализе интерактивной таблицы 5.3 выявлены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: V1Сл1Сл2, V2Сл2, V3Сл2.

Таблица 5.4 – Интерактивная матрица проекта (3)

Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта		С1	С2	С3
	У1	-	+	+
	У2	0	+	+
	У3	-	-	-

При анализе интерактивной таблицы 5.4 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У1С2С3, У2С2С3.

Таблица 5.5 – Интерактивная матрица проекта (4)

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	-	-	0
	У2	-	0	0
	У3	+	+	0

При анализе интерактивной таблицы 5.5 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта: У3Сл1Сл2.

**Вывод:** данное исследование имеет высокую актуальность, что обусловлено совершенствованием технологической составляющей, приводящей к снижению экономических и энергетических затрат и уменьшению себестоимости добываемой продукции. Развитая конкуренция и финансовые задержки могут негативно отразиться на комплексности исследования и получения ожидаемых результатов.

## 5.2 Планирование научно-исследовательских работ

### Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе составляется перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проводится распределение исполнителей по видам работ (таблица 5.6).

Руководитель формулирует цель проекта, предъявляемые к нему требования, осуществляет контроль над его практической реализацией для соответствия требованиям и участвует в стадии разработки документации. Инженер непосредственно осуществляет разработку проекта.

Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Выбор направления исследования	Руководитель, инженер

	3	Планирование методики проведения исследования	Руководитель
	4	Календарное планирование работ	Руководитель
	5	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Руководитель, инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Помещение ингибитора в скважину в контейнере, который устанавливается под насос перед спуском оборудования	Инженер
	7	Проведение практического расчета	Руководитель
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
Оформление отчета по НИР	9	Оформление расчетов	Инженер
	10	Составление пояснительной записки	Инженер
	11	Публикация результатов исследования	Руководитель

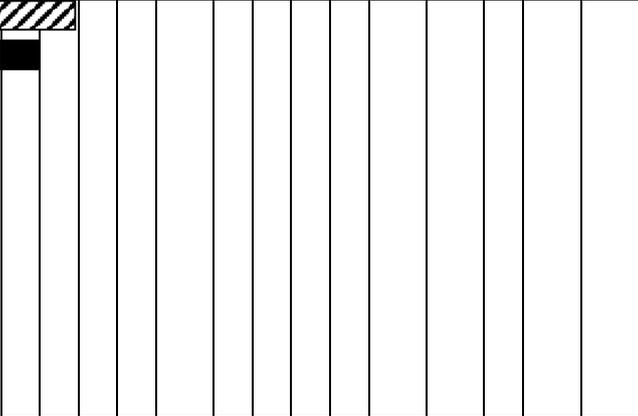
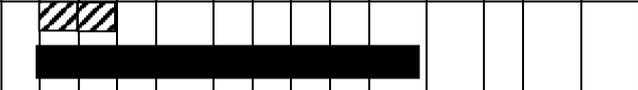
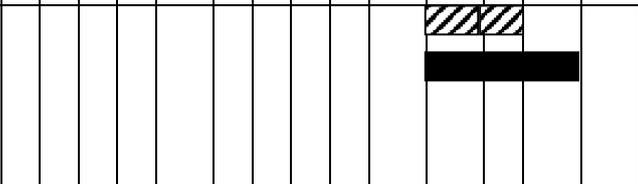
### 5.3 Разработка графика проведения исследовательской работы

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Календарный план - это оперативный график выполнения работ. Для иллюстрации календарного плана работы приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 5.7).

Таблица 5.7 – Календарный план-график проведения НИР

№ работ	Вид работ	Исполнители	Ткі, кал. дней	Продолжительность выполнения работ														
				январь			февраль			март			апрель			май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	

1	Выбор направления исследований, проведение теоретических исследований, изучение литературы	Руководитель, инженер	20, 10	
2	Экспериментальные исследования	Руководитель, инженер	20, 90	
3	Анализ данных, оформление отчетной документации	Руководитель, инженер	20, 30	

Условные обозначения:

 – руководитель       – инженер

Суммарное количество рабочих дней руководителя составляет 60, суммарное количество рабочих дней инженера составляет 130.

#### 5.4 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты;
- затраты на специальное оборудование для научных работ;
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы

### 5.4.1 Расчет материальных затрат

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{расхи} , \quad (5.1)$$

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

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

$\Pi_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> и т.д.);

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

Величина коэффициента ( $k_T$ ), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15% от стоимости материалов. Материальные затраты, необходимые для данного проекта, занесены в таблицу 5.8.

Таблица 5.8 – Стоимость материальных затрат для проведения эксперимента

Наименование	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
Контейнер	1	5	5
Твёрдый ингибитор	1	30	30
Перчатки защитные	10	1,6	16

Очки защитные	10	0,1	1
Костюмы защитные	6	7,9	47,4
Суммарная стоимость			99,4
Стоимость с учетом доставки			114,3

#### 5.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения экспериментального исследования

Данная статья включает все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, установок и др.), которое необходимо для проведения работ по данной тематике. Определение стоимости специального оборудования производится по действующим прейскурантам. Расчет стоимости затрат приведен в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Стоимость оборудования для проведения эксперимента

Наименование	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
Агрегат подъёмный АПРС-40	1	2 800	2 800
Слесарное оборудование	2	5,9	11,8
Элеватор трубный	1	32	32
Сменные захваты ЭТА-60	1	3,3	3,3

Общие единовременные затраты на приобретение различного рода специального оборудования составили 2 847 100 руб.

### 5.4.3 Расчет затрат на амортизационные отчисления

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации определяем в соответствии с постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. От 07.07.2016) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы". Расчет амортизационных отчислений при проведении эксперимента с целью рассмотрения эффективности применения твердых ингибиторов для борьбы с АСПО приведен в таблице 5.10. Расчет амортизационных отчислений проводится по формуле линейной амортизации:

$$Ам = \text{Сперв.} / \text{СПИ}, \quad (5.2)$$

где Сперв. – первоначальная стоимость оборудования, руб.;

СПИ – срок полезного использования, месяцев

Таблица 5.10 – Расчет амортизационных отчислений при проведении эксперимента

Наименование	Стоимость, тыс. руб.	Амортизационная группа	Срок службы, месяцев	Сумма отчислений в месяц, руб.
Агрегат подъёмный АПРС-40	2 800	3	50	140 000
Слесарное оборудование	11,8	4	80	983,3
Элеватор трубный	32	2	32	2666,7
Сменные захваты ЭТА-60	3,3	2	28	275
Итоговая сумма амортизационных отчислений				143 925

#### 5.4.4 Расчет затрат на оплату труда

Оплата труда зависит от оклада и количества отработанного времени, при расчете учитываются премиальные начисления и районный коэффициент. Так формируется фонд оплаты труда.

С учетом дополнительной заработной платы формируется фонд заработной платы. Итоговая сумма, необходимая для оплаты труда всех работников, составляется при учете страховых взносов, затрат на материалы, командировок и резерва.

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

$$Ззп = Зосн + Здоп; \quad (5.3)$$

где  $Зосн$  – основная заработная плата;

$Здоп$  – дополнительная заработная плата (12-20 % от  $Зосн$ ).

Основная заработная плата руководителя (инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p, \quad (5.4)$$

где  $Зосн$  – основная заработная плата одного работника;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Здн$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M}{F_d}, \quad (5.5)$$

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

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

Фд – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 5.11).

Таблица 5.11 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	60	120
Количество нерабочих дней - выходные и праздничные дни	10	20
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	50	100

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (5.6)$$

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

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

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за

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

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,15 (для Республики Башкортостан).

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 5.12.

Таблица 5.12 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$ , руб.	$k_{пр}$	$k_d$	$k_p$	$Z_m$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель	34 000	0,3	0,2	1,15	58 650	3519	50	175 950
Инженер	15 291	0,3	0,2	1,15	29 250	1755	100	175 500
Итого $Z_{осн}$								351 450

Общие затраты на основную заработную плату технического персонала, участвующего в проекте, составляют 351 450 рублей.

#### 5.4.5 Расчет отчислений во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Общая ставка взносов составляет в 2019 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ): 22 % – на пенсионное страхование; 5,1 % – на медицинское страхование; 2,9 % – на социальное страхование.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:  $Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп})$ , (5.7)

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

Таблица 5.13 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Коэф. отчислений	Сумма отчислений, руб.
Руководитель	175 950	0,3	52 785
Инженер	175 500	0,3	52 650
Итого $Z_{внеб}$			105 435

#### 5.4.6 Расчет накладных расходов

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} * \sum_1^5 Z_i , \quad (5.8)$$

где  $K_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы равный 0,16.

$$Z_{\text{накл}} = 0,16 * (114,3 + 2847,1 + 143,9 + 351,5 + 105,4) = 569,95 \text{ тыс. руб.}$$

#### **5.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы**

Рассчитанная величина затрат на проведение научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета. Определение бюджета затрат на проведение научно-исследовательской работы приведено в таблице 5.14.

Таблица 5.14 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.
Материальные затраты НИИ	114,3
Затраты на оборудование	2847,1
Амортизационные отчисления	143,9
Затраты по основной заработной плате исполнителей проекта	351,5
Отчисления во внебюджетные фонды	105,4
Накладные расходы	569,95
Бюджет затрат НИИ	4132,15

#### **5.5 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования**

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его

нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования. Для получения интегрального показателя финансовой эффективности наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовое значение по варианту исполнения. В качестве аналога используются данные опытно-промышленных испытаний ингибиторов на месторождении У.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (5.9)$$

Где  $I_{\text{финр}}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

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

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

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

$$I_{\text{финр}1} = 1$$

$$I_{\text{финр}2} = 4132,15/3500=1,18$$

**Интегральный показатель ресурсоэффективности** вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (5.10)$$

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

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;  
 $b_i^a$ ,  $b_i^p$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;  
 $n$  – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности в форме таблицы, приведен ниже (таблица 5.15).

Таблица 5.15 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Проект	Аналог
1. Достоверность результатов	0,30	5	4
2. Актуальность исследования	0,20	5	4
3. Энергосбережение	0,25	5	5
4. Материалоемкость	0,25	5	4
ИТОГО	1	20	17

Основываясь на данных таблицы показатели ресурсоэффективности текущей работы и аналога принимают следующие значения:

$$l_m^p = 5 * (0,30 + 0,20 + 0,25 + 0,25) = 5$$

$$l_m^a = 4 * 0,30 + 4 * 0,20 + 5 * 0,25 + 4 * 0,25 = 4,25$$

Интегральный показатель эффективности разработки ( $l_{финр}^p$ ) и аналога ( $l_{финр}^a$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$l_{финр}^p = l_m^p / l_{ф}^p = 5 / 1 = 5;$$

$$l_{финр}^a = l_m^a / l_{ф}^a = 4,25 / 1,18 = 3,6.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность исследования. Сравнительная эффективность исследования рассчитывается по формуле:

$$Эср = l_{финр}^p / l_{финр}^a = 5/3,6 = 1,38.$$

где Эср – сравнительная эффективность исследования.

Таблица 5.16 – Сравнительная эффективность исследования

№ п/п	Показатели	Проект	Аналог
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	1,18
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	5	4,25
3	Интегральный показатель эффективности	5	3,6
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,38	

Сравнение на основании таблицы 5.16 позволяет сделать вывод, что рассматриваемое исследование по сравнению с аналогом имеет большую эффективность, как по интегральному финансовому показателю, так и по показателю ресурсоэффективности разработки.

## 5.6 Вывод

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были выделены слабые и сильные стороны исследования по применению твердых ингибиторов против АСПО, построены интерактивные матрицы проекта. Отмечены высокие актуальность и качество результатов исследования. Определен полный перечень работ, проводимых при исследовании. Общая максимальная длительность выполнения работы составила 130 календарных дней. Суммарный бюджет затрат на весь комплекс работ составил 4 132 150 рублей,

большую часть этой суммы составляют затраты на оборудование. Следует отметить важность для проекта в целом проведенных в данной главе работ, которые позволили объективно оценить как денежные, так и временные затраты. При подсчете интегрального финансового показателя наблюдается уменьшения бюджета разработки, а при подсчете интегрального показателя ресурсоэффективности наблюдается увеличение эффективности по сравнению с аналогом, сравнительная эффективность вариантов исполнения составила 1,38.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Шарапову Максиму Владиславовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной ВКР является осложненный фонд добывающих нефтяных скважин
--	--

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Проанализировать выявленные вредные факторы и мероприятия по обеспечению безопасности при разработке и эксплуатации проектируемого решения</p> <p>1.2. Проанализировать выявленные опасные факторы и мероприятия по обеспечению безопасности при разработке и эксплуатации проектируемого решения</p>	<p>5.2 Анализ вредных факторов на рабочем месте.</p> <p>5.2.1 Повышенный уровень шума и его воздействие.</p> <p>5.2.2 Повышенный уровень вибрации и ее воздействие.</p> <p>5.2.3 Отклонение показателей климата.</p> <p>5.2.4 Повышенная загазованность воздуха.</p> <p>5.3 Анализ опасных факторов рабочей среды.</p> <p>5.3.1 Электробезопасность.</p> <p>5.3.2 Пожаробезопасность.</p> <p>5.3.3 Механические травмы.</p>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <p>2.1 Проанализировать влияние объекта исследования на окружающую среду.</p> <p>2.2 Проанализировать влияние процесса эксплуатации объекта на окружающую среду.</p> <p>2.3 Обосновать мероприятия по защите окружающей среды.</p>	<p>5.4.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу.</p> <p>5.4.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу</p> <p>5.4.3 Анализ воздействия объекта на литосферу.</p>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <p>3.1. Проанализировать вероятные ЧС, которые может инициировать объект исследований.</p> <p>3.3. Обосновать мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.</p>	<p>5.5 Методы защиты при чрезвычайных ситуациях. При разработке и эксплуатации объекта исследования наиболее вероятный и тяжелый вид ЧС является взрыв или пожар, в следствии нарушения техники безопасности и целостности оборудования</p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <p>4.1 Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>5.6 Организационные мероприятия и особенности законодательного регулирования проектных решений</p>

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М. С.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Шарапов Максим Владиславович		

## **6 Социальная ответственность**

Данный раздел дипломной работы посвящен созданию оптимальных норм мероприятий для обеспечения благоприятных, безопасных условий труда и повышения его производительности (особое внимание уделяется охране окружающей среды). При разработке раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

Любой вид деятельности человека связан с определенными факторами, направленными на усугубление и ухудшение здоровья. Проанализированы возможные чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на площадке, рассмотрены комплексные методы предупреждения и ликвидации.

### **6.1 Производственная безопасность**

Администрация предприятий обязана обеспечивать надлежащее техническое оборудование и создавать для них условия работы, соответствующие правилам охраны труда (правилам по технике безопасности, санитарным нормам и правилам и др.). Согласно ГОСТ 120003-74. ССБТ, вредные и опасные факторы на кустовой площадке могут быть весьма разнообразными, их можно классифицировать по нескольким группам: механические, физические, химические, психофизиологические.

При работе оператора добычи нефти может возникать множество опасных и вредных факторов, которые могут нанести вред его здоровью. Более подробно вредные и опасные факторы приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы при работе оператора добычи нефти и газа

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1.Обслуживание технологических установок; 2.Обслуживание фонда скважин; 3.Контроль за трубопроводами и различными коллекторами; 4.Работа с электроустановками и трансформаторами.	1.Превышение уровней шума и 2.Превышение уровня вибрации; 3.Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 4.Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.	1.Электрический ток; 2.Пожароопасный фактор. 3.Механические травмы	1.СанПиН 2.2.4-548-96 [13] 2.ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ и ГОСТ 12.1.003 – 2014 ССБТ. [14] [15] 3.ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. [16] 4.ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ [17] 5.ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ [18]

## 6.2 Анализ вредных факторов на рабочем месте

### 6.2.1 Повышенный уровень шума и его воздействие

Одним из наиболее распространенных при добыче нефти и газа вредных факторов является шум. Он создается работающим производственным оборудованием, преобразователями напряжения станций управления скважин, работающими силовыми агрегатами и компрессоры, а также возникает при различных авариях. Шум оказывает неблагоприятное влияние на организм человека: он нарушает физиологические и психические функции, снижает слух и работоспособность, ослабляет память и внимание, вызывает профессиональные заболевания и производственный травматизм, нарушает артериальное давление и ритм сердца.

Существуют следующие мероприятия для устранения повышенного уровня шума [19]:

- снижение шума в источнике его возникновения с помощью технологического оборудования, например, шумоглушитель;

- использование звукопоглощающих материалов в конструкциях оборудования и механизмов;
- правильная организация режима труда и отдыха; – облицовка небольших помещений звукопоглощающими и звукоизолирующими материалами;
- использование средств индивидуальной защиты органов слуха при помощи вкладышей, наушников и шлемов [14].

В соответствии с СанПиН 2.2.4.3359-16 максимальное значение шума станков – 80 дБА.

### 6.2.2 Повышенный уровень вибрации и её воздействие

Воздействие вибрации на организм человека происходит при осуществлении работ на спецтехнике, при спуске и подъеме труб, также вибрация при регулировании расхода воды, закачиваемой в пласт. Последствие вибрации может привести к различным профессиональным болезням: нарушение работы сердечно-сосудистой и нервной системы, появление грыж, ревматизм.

Таблица 6.2 – Гигиенические нормы уровней вибрации по ГОСТ 12.1.012-90

Вид вибрации	Допустимый уровень колебательных скоростей										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Общая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная вибрация	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

К методам защиты от вибрации являются: усовершенствование техники и оборудования, поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие. Что касается индивидуальной защиты, то

работнику необходимо носить рабочую обувь с толстой резиновой подошвой, специальные перчатки, соблюдать режим труда и отдыха [20].

### **6.2.3 Отклонение показателей климата на открытом воздухе**

К вредным производственным факторам, которые могут возникнуть при обслуживании объектов нефтегазодобывающих предприятий, относят сложные климатические условия. Определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия климата их на организм рабочего.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников средств индивидуальной защиты (СИЗ), отвечающим климатическим условиям;
- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща;
- при температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежечасно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура не ниже плюс 25 °С. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции;
- в зимнее время, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению (записью в журнале).

### **6.2.4 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды**

В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности

фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Основной величиной экологического нормирования содержания вредных химических является предельно допустимая концентрация (ПДК) – мг/м<sup>3</sup>. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны: нефть – 100 мг/м<sup>3</sup>, уайт-спирит – 300 мг/м<sup>3</sup>, бензол – 5 мг/м<sup>3</sup>, С1-С5 – 3 мг/м<sup>3</sup>, сероводород – 10 мг/м<sup>3</sup>, хлор – 1 мг/м<sup>3</sup> [21]. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

### **6.3 Опасные факторы и их анализ**

#### **6.3.1 Электробезопасность**

Все нефтегазовые комплексы полностью электрифицированы, поэтому рабочие постоянно сталкиваются с приборами и оборудованием, находящимся под напряжением. Поэтому работник должен уметь пользоваться такими приборами, знать их основное устройство, принцип работы.

Для повышения безопасности при работе с электрооборудованием разработаны основные коллективные способы и средства электрозащиты, такие как изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; зануление; защитное отключение. При необходимости производится расчёт защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения.

Индивидуальные основные изолирующие электрозащитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей под напряжением. В установках до 1000 В – это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками.

Индивидуальные дополнительные электрозащитные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение – усилить защитное действие основных изолирующих средств, с которыми они должны применяться. В установках до 1000 В – диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки. Основные требования к электробезопасности на предприятиях представлены в ГОСТ Р 12.1.019-2009 [22].

### **6.3.2 Пожаробезопасность**

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горячее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горячего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы. При работе с пожароопасными и взрывопожароопасными веществами и материалами соблюдаются требования маркировки и предупредительных надписей [23].

### **6.3.3 Механические травмы**

Как правило, механическое травмирование является самым распространенным явлением на производстве и всегда неожиданным. Оно варьируется от простых порезов и ушибов до летального исхода. Виновниками травматизма являются зачастую сами работники. Так как приходится работать с различными устройствами и на высокой высоте, то наибольшую опасность представляют трубопроводы и скважины с высоким давлением, падение человека или предметов, работа с подъемно-транспортными машинами, агрегатами, ножами, отвертками, пилами, перфораторами, поднимание и опускание лебедки для очистки от АСПО, и т.д. [24]. От всех этих опасных факторов применяют: козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации, конечно же средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. Плюс ко всему, требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности.

## **6.4 Экологическая безопасность**

### **6.4.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу**

Большая часть выбросов на нефтегазовых промыслах, порядка 75% по статистическим подсчетам, [25] приходится на атмосферу. При добыче нефти от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования. Также влияние на загрязнение атмосферы оказывают

выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания автомобилей промысла, и различных технологических установок, буровые установки, газопроявление и выбросы попутного нефтяного газа, прорывы выкидных линий и прочие аварии, причинами которых обычно являются некачественное строительство; механические повреждения; коррозия трубопроводов; изменение проектных решений в процессе строительства. При бурении скважин рекомендуется использовать замкнутую герметичную систему циркуляции бурового раствора, применять герметичные и закрытые емкости для хранения нефти и ГСМ, нейтрализовать и обезвреживать выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания, утилизировать попутный нефтяной газ, предупреждать газопроявления, предусмотреть автоматическое отключение нефтяных скважин при прорыве выкидной линии. Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений трубопроводов, проводят защиту оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ. Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи фильтров и рассеиванием в высоких трубах.

#### **6.4.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу**

По статистическим оценкам порядка 20% всех углеводородных выбросов на нефтегазовых промыслах приходится на гидросферу. Помимо углеводородов в различные водные источники так же попадают соединения серы, азота, кислорода, которые также негативно влияют на водные ресурсы. Источников загрязнения водоёмов может быть очень много, это поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды, загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических

площадок, попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов, поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее негерметичности и многие другие. Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену. Это может привести к гибели водоплавающих птиц, животных, обитающих под водой, загрязнению околородной среды.

#### **6.4.3 Анализ воздействия объекта на литосферу**

Для предотвращения выбросов нефти и нефтепродуктов в водоёмы необходимо проведение целого ряда различных мероприятий. В первую очередь запрещается сброс сточных вод в водные объекты. Необходимо вынесение объектов из экологически уязвимых зон. Система сбора и транспорта продукции скважин должна быть надёжно герметизирована. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно. Необходимо осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков, при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

По статистическим данным около 5% всех загрязнений от нефтегазовых промыслов приходится на почву. Бурение скважин, обустройство нефтегазовых месторождений, сооружение подземных хранилищ приводит к изменениям почвенной среды и ландшафта. При освоении и прокладке новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие

организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон труб и высоких буровых мачт, а также другой строительной техники и оборудования. Во время проведения технологических операций с химическими агентами, велика вероятность попадания оных не только в продуктивные пропластки, но и за его пределы, путём перетоков, или неплотной кровли пропластка, что, в свою очередь приводит к изменению физико-химических свойств почвы, и оказывает на неё негативное воздействие. Планирование экологической защиты литосферы начинается на стадии проектирования строительства нефтегазового комплекса согласно [26]. Если всё же загрязнение почвы неизбежно, то необходима её последующая рекультивация, согласно ГОСТ 17.5.3.04-83 [27].

## **6.5 Методы защиты при чрезвычайных ситуациях**

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, а также могут быть следствием экологических и стихийных факторов. На нефтегазовых промыслах из всех чрезвычайных ситуаций наиболее вероятны и опасны пожары и взрывы. Причиной возникновения пожара может открытый огонь, искра, трение, удары, перегревы деталей механизмов, неисправностей в электроснабжении.

Чтобы не допустить пожароопасной ситуации все объекты на промысле должны быть правильно расположены относительно друг друга: от устья скважины до общественных зданий расстояние должно быть не менее 500 м, до насосных станций и резервуаров от 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м. Всё электрооборудование на промысле должно проходить своевременную проверку, работать с ним должны только специально обученные люди и персонал, прошедший инструктаж. Все установки на промысле должны быть снабжены системами противопожарной сигнализации

и противопожарной автоматикой [28]. В случае возникновения открытого огня необходимо его ликвидировать средствами первичного пожаротушения: огнетушителями, струёй воды, изоляцией огня от кислорода и т.д. Если тушение открытого огня не представляется возможным, в связи с его площадью и интенсивностью, необходима срочная эвакуация рабочего персонала по заранее разработанному плану действий согласно [29], который включает в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи, укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций, использование СИЗ в случае необходимости, оказание медицинской помощи пострадавшим, организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС.

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

### **6.6.1 Организационные мероприятия**

Подготовка рабочего участка и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование ТГВ. Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест. Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия опасных производственных факторов на рабочем месте. Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно–ремонтного других задействованных организаций. Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж. При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит

производитель работ (наблюдающий). Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений. Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй – у допускающего. После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после проверки рабочего места также оформляет в наряде полное окончание работ. Окончание работы по наряду (распоряжению) также оформляется оперативным персоналом в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативном журнале.

### **6.6.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др. Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов. Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск. Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов

и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника. Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд.

### **6.7 Вывод**

Выполнение всех требований мер безопасности при выполнении работ, связанных с обслуживанием скважин, позволяет избежать воздействия вредных и опасных факторов или хотя бы значительно уменьшить их урон оператору, а знание правил по защите окружающей среды при проведении работ минимизирует вред природе.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассмотрены различного рода осложнения, с которыми нефтегазовые компании сталкиваются в ходе эксплуатации добывающих скважин, изучены и проанализированы способы борьбы с ними.

В ходе исследования удалось выяснить, что для успешного решения проблемы по предотвращению и защите фонда скважин от осложнений в большинстве случаев необходимо разрабатывать и осуществлять целый комплекс организационных и технических мероприятий. Для определения технологической и экономической эффективности применяемых методов борьбы необходимо изучать, анализировать причины и интенсивность проявления осложняющих факторов, проводить тщательный контроль над ходом выполнения мероприятий, обучать кадры и организовывать промышленные испытания новых технологий.

Как показывает многолетний опыт различных нефтегазодобывающих компаний, наиболее эффективным решением в случае с различными осложнениями является их предупреждение, поскольку удаление является более сложным, часто энерго- и ресурсоёмким, затратным, отнимающим большее количество уделяемого времени мероприятием. При этом полностью отказаться от методов удаления невозможно, потому что способы предупреждения не исключают, а лишь продлевают межочистной период.

На примере месторождения X удалось показать целесообразность поиска альтернативных методов борьбы с солеотложениями. Рассмотрены преимущества химической обработки скважин относительно капитального ремонта, в результате которой удалось значительно сократить временные и экономические издержки на проведение работ по сравнению с методами КРС, при этом итоговый результат является соизмеримым: лишь на одной скважине удалось сэкономить более 14 млн. долл. средств компании, проведя работу почти вдвое быстрее.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Миллер В.К. Комплексный подход к решению проблемы асфальтосмолопарафиновых отложений из высокообводненных нефтей (на примере нефтей месторождений Удмуртии): дисс. к.х.н. – Москва: Российский Государственный Университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016 – 196 с.
2. Канзафаров Ф.Я. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных месторождений с учетом изменения свойств пластовых систем: дисс. д.т.н. – Нижневартовск: Нижневартовский научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности, 2014 – 268 с.
3. Клещенко И.И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: Учебное пособие / И.И. Клещенко, Г.П. Зозуля, А.К. Ягафаров. ТюмГНГУ, 2010. 344 с.
4. Особенности добычи нефти с высоким содержанием механических примесей Бахтизин Р.Н., Смольников Р.Н. Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2012. №5. С. 159-169
5. Методы борьбы с коррозией и преимущества ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования Н. И. Мукатдисов, А. Р. Фархутдинова, А. А. Елпидинский Научный журнал Вестник казанского технологического университета. 2014. С. 279-282
6. Анализ методов разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов Нвизуг-Би Лейи Клюверт Журнал Наука. Техника. Технологии (Политехнический вестник). 2018. №1. С. 168-188
7. Оборудование для работы УЭЦН в условиях интенсивного выноса механических примесей [Электронный ресурс] / URL: <http://glavteh.ru> (дата обращения: 15.05.2019 г.)

8. Современные технологии для повышения эффективности эксплуатации УЭЦН в условиях высокого газосодержания [Электронный ресурс] / URL: <http://glavteh.ru> (дата обращения: 27.05.2019 г.)

9. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Учебно– методическое пособие. – Издательство Томского политехнического университета.- 2018.-37с.

10. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях / И.А. Галикеев, В.А. Насыров, А.М. Насыров. – Ижевск: ООО «Парацельс Принт», 2015. – 354 с.

11. Смольников С.В. Повышение эффективности эксплуатации продуктивных пластов, сложенных слабосцементированными песчаниками: дисс. к.т.н. – Москва. 2015. – 134 с.

12. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1969. 192 с.

13. СанПиН 2.2.4-548- 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

14. ГОСТ 12.0.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования».

15. ГОСТ 12.1.003 – 2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

16. ГОСТ 12.1.007-76. «Вредные вещества».

17. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность.

18. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное.

19. СНиП П-12-77. Защита от шума.

20. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

21. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

22. ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».

23. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

24. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учебник для академического бакалавриата / С.В. Белов. – 5-е изд., перераб., М.: Издательство Юрайт; ИД Юрайт, 2016. – 702 с. – Серия: Бакалавр. Академический курс.

25. Калыгин В.Г. Промышленная экология / Курс лекций - М.: Изд-во МНЭПУ МХТИ им. Д.И. Менделеева – 2000. – 240 с

26. СНиП 11-01-95 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений».

27. ГОСТ 17.5.3.04-83 «Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель».

28. НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования».

29. ГОСТ Р 22.3.03-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения».

30. Шангараева Л.А., Максютин А.В., Султанова Д.А. Способы предотвращения солеотложения при разработке и эксплуатации залежей нефти// Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1 (часть 1)

31. Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от нее [Электронный ресурс] / URL: <https://docplayer.ru> (дата обращения: 07.05.2019 г.)