

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  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
<b>АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СПОСОБОВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>

УДК 622.276.72

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Кудушев Адлен Канатович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ****21.03.01 Нефтегазовое дело****ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

<b>Код компетенции</b>	<b>Наименование компетенции</b>
<b>Универсальные компетенции</b>	
<b>УК(У)-1</b>	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
<b>УК(У)-2</b>	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
<b>УК(У)-3</b>	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
<b>УК(У)-4</b>	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
<b>УК(У)-5</b>	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
<b>УК(У)-6</b>	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
<b>УК(У)-7</b>	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
<b>УК(У)-8</b>	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
<b>УК(У)-9</b>	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
<b>УК(У)-10</b>	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
<b>ОПК(У)-1</b>	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
<b>ОПК(У)-2</b>	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
<b>ОПК(У)-3</b>	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
<b>ОПК(У)-4</b>	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
<b>ОПК(У)-5</b>	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности

<b>ОПК(У)-6</b>	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
<b>ОПК(У)-7</b>	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-2</b>	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-3</b>	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-4</b>	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-5</b>	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
<b>ПК(У)-6</b>	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
<b>ПК(У)-7</b>	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-8</b>	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ А.А. Лукин  
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Кудушев Адлен Канатович

Тема работы:

Анализ эффективности способов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями при эксплуатации нефтяного месторождения
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Состав о свойствах нефти и газа, параметры потоков, свойства пласта, диаметры скважины. Тексты научно-исследовательских работ по месторождениям, специальная и учебная литература.</p>
<p><b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>  <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Геологическое строение Северо-Останинского нефтяного месторождения;</li> <li>2. Анализ существующих и применяемых методов борьбы с АСПО;</li> <li>3. Расчет места отложения парафина;</li> <li>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности ресурсосбережение;</li> <li>5. Социальная ответственность.</li> </ol>

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

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	Доцент, Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>	

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

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Кудушев Адлен Канатович		

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  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения весенний семестр 2022/2023 учебного года

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Кудушев Адлен Канатович

Тема работы:

<b>АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СПОСОБОВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
23.05.2023	Геолого-Географическая характеристика Месторождения X	20
01.06.2023	Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	25
13.06.2023	Расчет места отложения асфальтосмолопарафиновых отложений	25
14.06.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
15.06.2023	Социальная ответственность	15

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Кудушев Адлен Канатович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 131 страниц, в том числе 28 рисунков, 40 таблиц. Список использованных источников составляет 70 единиц.

Объектом исследования являются асфальтосмолопарафиновые отложения при эксплуатации скважин и методы борьбы с ними.

Ключевые слова: нефть, асфальтены, парафины, смолы, асфальтосмолопарафиновые отложения, методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.

Цель работы – Анализ эффективности применения технологий по борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в зависимости от условий эксплуатации месторождения

Рассмотрены общие сведения об АСПО, механизм формирования и факторы, влияющие на образование АСПО. Приведено подробное описание существующих технологий по борьбе с АСПО с результатами опытнопромышленных испытаний на различных месторождениях и представлен сравнительный анализ методов борьбы.

В результате исследования выявлены наиболее эффективные технологии по предотвращению и удалению асфальтосмолопарафиновых отложений, а также предложено усовершенствование одного из методов борьбы с АСПО. В заключении сделан вывод о перспективах применения технологий при эксплуатации осложнённого фонда скважин нефтяных месторождений.

Область применения: данные технологии целесообразно применять на месторождениях с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ в нефти, которое приводит к снижению добычи продукции скважин.

В экономической части работы проведён расчёт мероприятий по закачке ингибитора в скважину для предотвращения выпадения АСПО, а также дана оценка перспективности химических методов борьбы с отложениями АСПО.

## **Обозначения, определения и сокращения**

**АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы

**АСВ** – асфальто-смолистые вещества

**УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса

**ГИС** – геофизические исследования скважин

**ДНС** – дожимная насосная станция

**КИН** – коэффициент извлечения нефти

**ТНКП** – температура начала кристаллизации парафина

**ВЗП** – внутреннее защитное покрытие

**АДПМ** – агрегат депарафинизации передвижной модернизированный

**ППУ** – передвижная парообразующая установка

**УПС** – установка прогрева скважин

**АМС** – активатор магнитный скважинный

**МДС** – механизм депарафинизации скважин

**АИС** – агрегат для исследования скважин



## Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 ГЕОЛОГО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА Северо-Останинского месторождения .....	14
1.1 Общие сведения о Северо-Останинском месторождении.....	14
1.2 Характеристика залежей .....	15
1.3 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов .....	17
2 МЕТОДЫ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ.....	19
2.2 Анализ механизмов формирования асфальтеносмолопарафиновых отложений.....	24
2.3 Факторы, влияющие на процесс образования асфальтеносмолопарафиновых отложений.....	25
2.4 Способы и методы удаления асфальтосмолопарафиновых отложений и предотвращение их образования.....	27
2.4.1 Методы предотвращения образования отложений АСПО.....	31
2.4.1.1 Метод покрытия внутренней поверхности труб парафиностойкими материалами .....	32
2.4.1.2 Физические методы .....	34
2.4.1.3 Химические методы.....	42
2.4.2 Методы удаления АСПО.....	52
2.4.2.1 Тепловые методы .....	52
2.4.2.2 Механические методы борьбы .....	55
2.4.2.3 Химический метод.....	64
3 Расчет места отложения асфальтосмолопарафиновых отложений .....	68
3.1 Расчет места отложения парафинов в скважине.....	68

3.2	Расчет места отложения парафинов в выкидной линии .....	75
3.3	Эффективность применения скребков на месторождении X.....	80
3.4	Эффективность применения СНПХ ИПГ 11 А на месторождении X	81
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .	85
4.1	Анализ конкурентных технических решений.....	85
4.1.2	SWOT-анализ .....	87
4.2	Планирование научно-исследовательских работ .....	88
4.2.1	Структура работ в рамках научного исследования.....	88
4.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ.....	89
4.2.3	Разработка графика проведения исследования .....	90
4.3	Бюджет научного исследования .....	95
4.3.1	Сырье, материалы, покупные изделия.....	95
4.3.2	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ .	95
4.3.3	Основная заработная плата .....	97
4.3.4	Дополнительная заработная плата .....	98
4.3.5	Отчисления во внебюджетные фонды ( страховые отчисления).....	99
4.3.6	Накладные расходы .....	99
4.4	Определение ресурсоэффективности исследования .....	100
4.4.1	Интегральный показатель финансовой эффективности .....	100
4.4.2	Интегральный показатель ресурсоэффективности .....	101
4.4.3	Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки.....	101
5.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	106
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	107

5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	107
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	108
5.1	Производственная безопасность .....	108
5.1.1	Анализ потенциальных вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия .....	110
5.2	Экологическая безопасность.....	117
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	119
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....		121
Список литературы .....		122

## ВВЕДЕНИЕ

На данный момент в нефтяной отрасли наблюдается рост доли трудноизвлекаемых запасов нефти, включая месторождения с АСПО, высокой вязкостью и низкой проницаемостью коллекторов. В процессе регенерации нефти происходят изменения естественных термобарических условий залежей, что приводит к образованию отложений АСПО в сооружениях нефтедобычи. Удаление АСПО необходимо, чтобы улучшить производительность процессов добычи, транспортировки и сбора нефти. Для этого используются различные методы, включая обработку химическими веществами (ингибиторами, деэмульгаторами и др.), магнитные и акустические поля, а также термические методы (впрыск горячего масла или реагентов-растворителей), вызывающие экзотермические реакции.

В России при эксплуатации нефтяных скважин возникают проблемы, такие как увеличение обводненности продукции, снижение давления в пласте и скорости извлечения жидкости, а также образование твердых отложений битуминозных смол и парафинов (АСПО). Это особенно актуально для истощенных месторождений в Западной Сибири.

При высокой концентрации парафина в нефти происходит износ данного оборудования, сужение диаметра насосных и компрессорных труб, проблемы при эксплуатации УЭЦН и засорение капилляров продуктивного пласта. Эти проблемы возникают на протяжении всего производственного процесса нефтедобытчиков, так как отложения АСПО образуются в скважинах, насосных трубопроводах и системах нефтеотдачи пластов.

Существуют несколько методов, широко применяемых для предотвращения образования отложений и их ликвидации. Однако, из-за различных условий добычи месторождений и характеристик продукции, нередко требуется индивидуальный подход и разработка новых методов. Некоторые современные методы борьбы с АСПО могут увеличивать срок ремонта скважин, но не всегда удается предотвратить полностью образование отложений. Важно знать состав и

свойства отложений, а также причины их образования. Необходимо выбирать методы с учетом эффективности и экономической рентабельности в различных условиях эксплуатации.

Основная цель данной работы заключается в анализе эффективности методов борьбы с АСПО и определение комплекса технологических операций для противодействия отложениям на месторождении Северо-Останинского. Для ее достижения были поставлены следующие задачи:

- Изучение причин и механизмов, приводящих к образованию отложений парафина;
- Анализ существующих методов и способов, используемых для предотвращения и удаления отложений;
- Разработка комплекса технологических операций с целью устранения проблемы отложений на месторождении;
- Расчет и прогнозирование места образования парафина.

# **1 ГЕОЛОГО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

## **1.1 Общие сведения о Северо-Останинском месторождении**

Разделы 1.1-1.3 скрыты в связи с информацией, содержащей коммерческую тайну.

## 2 МЕТОДЫ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ

Асфальтосмолопарафиновые отложения — это продукты, образующиеся при комплексной переработке нефти. Они применяются в качестве сырья для производства мазута, дизельного топлива, бензина, парафиновой продукции, асфальта и других видов нефтехимической продукции. Однако АСПО также могут образоваться в трубопроводной системе и других устройствах при транспортировке, хранении и переработке нефти. Эти отложения могут привести к существенному ухудшению эксплуатационных характеристик трубопроводов и других устройств, что приводит к снижению эффективности производства и увеличению затрат на техническое обслуживание и ремонт.

Асфальтеносмолопарафиновые отложения, или АСПО, представляют собой смесь различных веществ, образующихся в нефтепромысловых скважинах в результате смешения нефти и воды при добыче. Эти отложения содержат различные компоненты, в том числе: асфальтены, смолы, парафины, соли и другие нефтепродукты.

Асфальтены — одна из тяжелых фракций сырой нефти, состоящая из полиароматических компонентов. Алифатические цепи связаны с центральным ядром асфальтена в виде боковых алкильных цепей [2,3]. Молекула асфальтена в основном состоит из водорода и углерода, а также гетероатомов, таких как сера, кислород и азот, в виде различных функциональных групп в молекулярной структуре асфальтена [4]. Кислород часто находится в составе карбоновых кислот, карбонильных и гидроксильных функциональных групп, а сера существует в виде тиоловых и сульфоксидных функциональных групп и делает молекулу асфальтена кислой [5]. Однако азот наблюдается в карбазольных, аминных и амидных функциональных группах асфальтена, и молекула асфальтена становится основной. Два металлических элемента ванадий и никель также присутствуют в асфальтенах в низких концентрациях [6].

Осаждение и отложение асфальтенов в прискважинных зонах оказывает существенное негативное влияние на добычу нефти.

Часто присутствуют в сырой нефти и многих продуктах на нефтяной основе как один из наиболее проблемных компонентов. Асфальтены известны как класс растворимости с хорошей растворимостью в ароматических растворителях, таких как толуол, но с плохой растворимостью в алкановых растворителях, таких как гептан или пентан. Асфальтены обычно адсорбируются на границах раздела нефть/вода/твердое тело в различных технологических процессах, что изменяет их характеристики, такие как межфазное натяжение нефть/вода и смачиваемость поверхности минералов.

Смолы - это гетероциклические полимеры, состоящие из гидрокарбонатных молекул. Смолы могут образовываться как самостоятельные фракции в нефти или являться частями асфальтеновых молекул. Они образуются в результате реакции между молекулами алканов и ароматических углеводородов, которые подвергаются высоким температурам и давлениям в глубинах земли. Смолы также имеют сильную адгезивную способность и могут участвовать в образовании густых отложений на стенках скважин.

Парафины - это низкомолекулярные гидрофобные углеводородные соединения, которые могут быть насыщенными или ненасыщенными. Парафины, находящиеся в АСПО, обычно являются насыщенными и имеют кристаллическую структуру. Они являются хорошими изоляторами и являются наиболее распространенными компонентами АСПО. Основным применением парафина является производство свечей, смазочных материалов, лаков, пластмасс, косметики, медицинских помощей и других продуктов. Парафин также используется в качестве теплоносителя в стационарных системах отопления и обогрева.

Особое внимание уделяется производству технического парафина, который используется для защиты металлических конструкций от коррозии, улучшения герметичности уплотнений в электротехнике, металлообработке и промышленной



гидравлике, а также в качестве компонента для создания устойчивых к высоким температурам смазочных материалов [7].

Биоразлагаемые парафины имеют большой потенциал в использовании в качестве биodeградируемых смазочных материалов, деревообрабатывающей отрасли, производства упаковок и других продуктов, которые требуют использования экологически безопасных материалов.

Также парафин используется в качестве добавки в топливе для увеличения его октанового числа, что улучшает работу двигателей и увеличивает длительность их эксплуатации [8].

#### Классификация типов АСПО по типам

1. Асфальтеновые АСПО образуются из асфальтенов, которые являются наиболее вязкими и полимерными компонентами нефти. Они образуют твердые отложения, которые часто приводят к забивке скважин, застреванию насосов и проблемам транспортировки нефти.

2. Смешанные АСПО образуются из смесей парафинов и асфальтенов. Они могут иметь различные свойства, в зависимости от соотношения компонентов, и часто приводят к проблемам при транспортировке нефти.

3. Парафиновые АСПО образуются из парафина, что является самым простым типом углеводородов в нефти. Они обычно являются мягкими или твердыми отложениями и могут привести к забивке скважин или проблемам в транспортировке.

#### Таблица 1 – Классификация типов АСПО

Типы АСПО	Подтипы АСПО	Отношение содержания парафинов (П) к сумме смол (С) и <u>асфальтенов (А)</u> П / (С+А)	Содержание механических примесей, %
Асфальтеновый (А)	A1	$\leq 0,9$	$\leq 0,2$
	A2	$\leq 0,9$	0,2 – 0,5
	A3	$\leq 0,9$	$\leq 0,5$
Смешанный (С)	C1	0,9 - 1,1	$\leq 0,2$
	C2	0,9 - 1,1	0,2 - 0,5
	C3	0,9 - 1,1	> 0,5
Парафиновый (П)	P1	> 1,1	$\leq 0,2$
	P2	> 1,1	0,2 - 0,5
	P3	> 1,1	$> 1,1 \geq 0,5$

Классификация АСПО по типам компонентов может помочь в выборе оптимальных методов для предотвращения или устранения отложений в скважинах в зависимости от их типа [9].

Нефть в зависимости от содержания парафина в процентах обычно классифицируется как легкая, средняя или тяжелая. Однако конкретные значения процентного содержания парафина в разных типах нефти могут различаться в зависимости от источника информации.

Здесь приведены примеры классификации нефти в зависимости от содержания парафина:

Малопарафиновая нефть - содержит менее 1,5% парафиновой фракции по массе. Малопарафиновая нефть характеризуется низкой вязкостью, более легкой кипячей точкой и состоит в основном из ароматических углеводородов, что делает ее идеальной для производства бензина и дизельного топлива.

Парафиновая нефть - содержит от 1,5% до 6% парафиновой фракции по массе. Парафиновая нефть имеет более высокую вязкость, более тяжелую кипячей точку и содержит некоторое количество парафина, что делает ее ценным сырьем для производства парафинов и других нефтепродуктов.

Высокопарафиновая нефть - содержит более 6% парафиновой фракции по массе. Эта нефть имеет очень высокую вязкость и сильно термоустойчива. Высокопарафиновая нефть может быть использована в производстве тяжелых масел, смазок и других продуктов с более высоким коэффициентом вязкости и термостойкости.

Соли содержатся в АСПО в значительных количествах и могут иметь различные химические составы. Эти соли могут приводить к образованию забоевых отложений в скважине и противостоять удалению АСПО.

В связи с тем, что АСПО являются сложными многокомпонентными системами, очень важно изучить их химический состав и свойства. Эти данные могут быть получены при помощи различных аналитических методов, таких как спектроскопия, хроматография и другие.

Выводы, полученные в ходе исследования свойств АСПО, могут быть использованы для оптимизации процесса добычи нефти и улучшения технологии очистки забоевых отложений. Результаты таких исследований могут также использоваться для улучшения процессов разделения нефти на компоненты и разработки новых технологий утилизации АСПО [10].

Для выбора наиболее подходящего метода борьбы с отложениями и, следовательно, химическими реагентами, нужно:

1. Иметь хотя бы общее представление о составе и свойствах отложений.
2. Определиться с целью и возможными последствиями борьбы с отложениями и химическими реагентами.
3. Рассмотреть различные методы борьбы, такие как механическая, химическая, термическая, ультразвуковая, лазерная и др. и выбрать тот, который лучше всего подходит для данной ситуации.
4. Соблюдать безопасность при использовании выбранного метода борьбы с отложениями и химическими реагентами.

В целом, выбор метода борьбы с отложениями и химическими реагентами зависит от многих факторов, в том числе от типа отложений, его местонахождения,

окружающей среды, доступности необходимых ресурсов и т.д. Сами отложения состоят из твердой смеси углеводородов, которые по структуре напоминают плотную маслянистую смесь, имеющую темно-коричневый или черный цвет. Битуминозные смолистые вещества (АСВ) (20-40% массы) и парафины (20-70% массы), а также кремнеземистая смола, связанная с нефтью и механические примеси в виде песка, глины, солей и воды - являются основными компонентами этой смеси [11].

## **2.2 Анализ механизмов формирования асфальтеносмолопарафиновых отложений**

Асфальтеносмолопарафиновые отложения (АСПО) являются одной из наиболее распространенных проблем в нефтедобывающей промышленности, которые формируются из смесей нефтепродуктов, содержащих асфальтены, смолы, парафины и другие органические соединения. Чтобы понять механизмы формирования АСПО, были проведены многие исследования [12].

Из этих исследований следует, что основные механизмы формирования АСПО включают

Механизм наслоения является одним из основных механизмов, которые приводят к образованию АСПО. Он реализуется при контакте нефтепродукта с поверхностью, которая содержит растворенные асфальтены, смолы и парафины. Когда нефтепродукт контактирует с поверхностью, различные соединения начинают выделяться из нефти и скапливаться на поверхности, что приводит к образованию твердых отложений.

Механизм охлаждения заключается в том, что при охлаждении нефтепродукт становится менее растворимым, что может привести к выделению из него асфальтенов, смол и парафинов и образованию АСПО. Парафины могут действовать как связующее вещество, формирующее сложные структуры с асфальтенами и смолами. Кроме того, при снижении температуры парафины выделяются из нефти и образуют отложения. Это связано с тем, что при понижении

температуры увеличивается вязкость нефтепродукта, что приводит к уменьшению растворимости его компонентов [13].

Механизм изменения давления может приводить к образованию АСПО из-за изменения свойств нефтепродукта. При изменении давления происходит разделение компонентов нефтепродукта и образуется твердый осадок. Это происходит из-за изменения растворимости компонентов при изменении давления.

Нефтяные бактерии могут использовать асфальтены, смолы и парафины в качестве источника питания, что приводит к образованию АСПО. Этот механизм заключается в действии на определенные типы нефтепродуктов специфических групп микроорганизмов, которые используют их как источник энергии и питательных веществ.

В целом, понимание механизмов формирования АСПО важно для разработки эффективных методов борьбы с ними и предотвращения их образования в процессе разработки нефтедобывающих месторождений. Различные стратегии управления АСПО включают в себя использование различных технологий и химических реагентов, которые уменьшают склонность нефти [14,15]

### **2.3 Факторы, влияющие на процесс образования асфальтеносмолопарафиновых отложений**

Образование асфальто-смоло-парафиновых (АСП) отложений является сложным процессом, который зависит от многих факторов. Ниже приведены основные факторы, влияющие на процесс образования АСП отложений, а также их описание и указание источников.

На скорость и интенсивность выпадения из нефти асфальтосмолопарафиновых веществ оказывают влияние такие факторы, как:

1. Соотношение объемов нефтяных и водных фаз.
2. Углеводородный состав каждой фазы.
3. Объемы выделения газа.
4. Снижение температуры в стволе скважины и пласте.

5. Изменение скорости перемещения смеси газа и жидкости, а также ее отдельных компонентов.

6. Уменьшение давления в области забоя скважины.

7. Нарушение гидродинамического равновесия в газожидкостной системе.

Накопление асфальтосмолопарафиновых веществ происходит в различных частях скважины, таких как резервуары сборных пунктов, выкидные линии, подъемные колонны и скважинные насосы. Однако, наиболее интенсивное образование отложений происходит на поверхности подъемных труб в призабойной зоне скважины. В зимний период, когда температура потока смеси газа и нефти достигает высоких значений на выкидных линиях скважин, образование отложений увеличивается еще больше [16]. Скорость образования отложений возрастает при увеличении скорости перемещения добываемой нефти, однако, при очень высоких скоростях течения потока охлаждение меньше воздействует на нефть, что снижает скорость образования отложений асфальтосмолопарафиновых веществ [17]. В целом, процесс образования отложений является сложным и зависит от многих факторов, поэтому требуется проведение постоянного мониторинга и применение специальных технологий для их предотвращения и удаления.

Одним из факторов, который оказывает влияние на формирование отложений, является дегазификация нефти. Уменьшение давления, которое происходит при добыче нефти, снижает растворимость парафинов в нефти, что приводит к образованию отложений асфальтосмолопарафиновых веществ. Кроме того, изменение температуры окружающей среды и горных пород, а также температуры добытой нефти также влияют на формирование отложений. Степень теплоотдачи зависит от ряда факторов, включая тепловые свойства окружающей среды и материалов, составляющих эксплуатационную колонну, а также температуру нефти. Для предотвращения образования отложений, необходимо проводить постоянный мониторинг и использовать специальные технологии, в том

числе химические реагенты, применение теплообменников и других устройств для поддержания оптимальной температуры добываемой нефти [18].

## **2.4 Способы и методы удаления асфальтосмолопарафиновых отложений и предотвращение их образования**

В процессе добычи и транспортировки нефти проводятся мероприятия по борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, которые включают в себя предотвращение образования этих отложений и удаление уже образовавшихся осадков на внутренних стенках труб и оборудования нефтепромыслов. Методы борьбы с АСПО разделяются на две классификации методов борьбы. (Рисунок 1) Также стоит учитывать что условия разработки и геологические характеристики нефтяных месторождений также оказывают влияние на образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО)

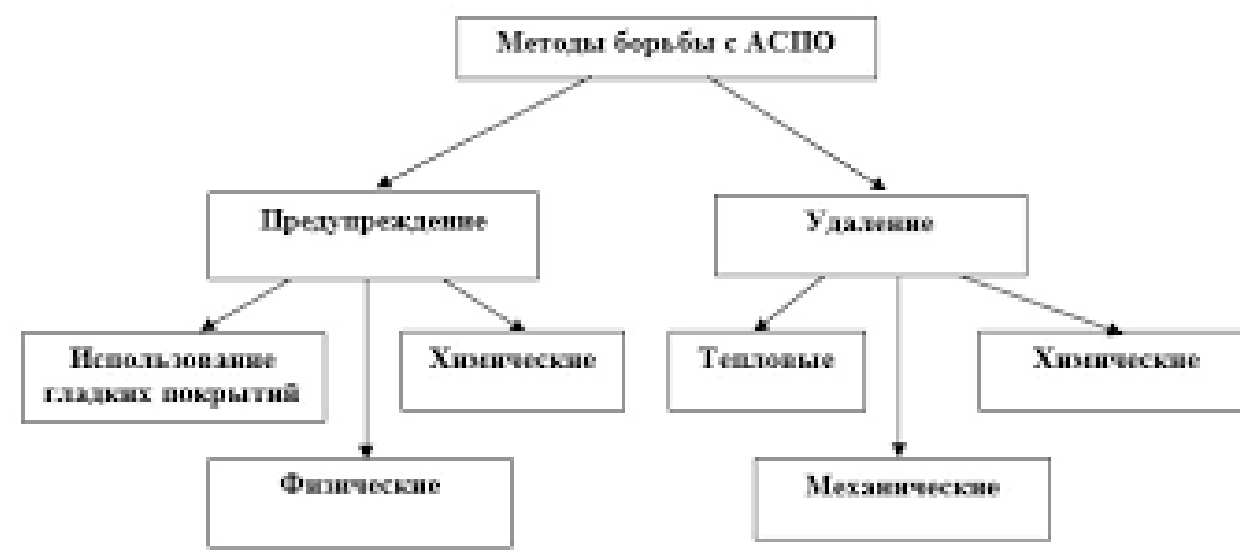


Рисунок 2 – Классификация методов борьбы с АСПО

Методы удаления асфальтосмолопарафиновых отложений и предотвращение их образования

Удаление:

### **1. Механические методы**

Механические методы очистки трубопроводов являются наиболее популярным и широко применяемым методом очистки от АСПО. Они основаны на использовании инерционной силы, создаваемой путем вращения специальных

скребков или скребка центратора, которые передвигаются внутри трубопровода [19].

## **2. Тепловой метод**

Для предотвращения образования парафиновых отложений используются различные методы, одним из которых является применение греющих кабелей. Главным преимуществом греющих кабелей является их простота и удобство в установке, а также высокая эффективность в предотвращении образования парафиновых отложений. Температура плавления парафиновых углеводородов составляет 45-65 °C

Также проводится закачка горячей нефти или воды.

Применение горячей нефти в качестве теплоносителя может помочь разрушить структуру АСПО и уменьшить образование отложений. Это может быть особенно эффективным в нефтяных скважинах, где образование АСПО является основной проблемой.

Применение горячей воды также может быть эффективным методом борьбы с АСПО, особенно в системах трубопроводов. Горячая вода может помочь разрушить структуру АСПО и удалить отложения из труб, что позволяет поддерживать оптимальный поток нефти [20].

## **3. Химический метод**

Для борьбы с АСПО применяются различные технологии, в том числе и химические реагенты.

Реагенты для борьбы с АСПО отложениями являются химическими веществами, состоящими из различных элементов, таких как кислоты, поверхностно-активные вещества и соли. Они используются для устранения созданных отложений и предотвращения их образования. Реагенты применяются в различных формах, включая жидкости, порошки и гранулы.

Одним из примеров реагента для борьбы с АСПО является кислотное растворение. Этот метод включает введение кислоты в скважину для растворения отложений. Кислота выбирается в зависимости от химической природы



отложений. Например, для растворения парафиновых отложений обычно используется серная кислота или глутаровая кислота. Этот метод имеет высокую эффективность в устранении отложений в скважинах, но может иметь негативное влияние на окружающую среду.

Еще один пример реагента для борьбы с АСПО - поверхностно-активные вещества. Эти вещества позволяют снизить поверхностное натяжение между АСПО и стенками скважины или трубопровода, что помогает уменьшить их присоединение и уменьшить скорость их образования. Этот метод применяется в основном в трубопроводном транспорте нефти и газа [21].

### **Предотвращение:**

#### **1. Физические**

##### **Вибрационные**

Вибрационные методы предотвращения АСПО основаны на создании вибрационных волн, которые разрушают агломераты АСПО и предотвращают их слияние. Вибрации могут быть созданы на поверхности оборудования или внутри скважины с помощью различных устройств, таких как вибрационные генераторы или гидроимпульсные системы [22].

##### **Магнитные поля**

Эксперименты показали, что магнитные поля могут предотвращать образование АСПО путем изменения свойств нефти и газа. Магнитные поля создаются с помощью различных устройств, например, магнитных трубопроводов, магнитных катушек и магнетронов.

Магнитные поля могут изменять свойства нефти и газопродуктов, такие как вязкость, поверхностное натяжение и электрическая проводимость, что приводит к снижению склонности к образованию АСПО. Также магнитные поля могут уменьшать размер частиц АСПО, делая их менее склонными к слиянию и образованию отложений.

##### **Электрические поля**

Электрические поля также могут обеспечивать предотвращение образования АСПО. Электрические поля могут создаваться с помощью электрических катушек, электрических плат и других устройств.

Электрические поля могут изменять заряд частиц АСПО и нефте- и газопродуктов, что приводит к отталкиванию частиц и уменьшению склонности к образованию отложений. Электрические поля могут также уменьшать размер частиц АСП, делая их менее склонными к слиянию и образованию отложений.

#### Электромагнитные поля

Технология электромагнитных полей похожа на принцип работы магнитных полей и электрических полей. Электромагнитные поля создаются с помощью электрических катушек, возбуждаемых переменным током.

Электромагнитные поля могут изменять свойства нефти и газа, например, вязкость, поверхностное натяжение и электрическую проводимость. Это может привести к уменьшению склонности к образованию АСПО и более эффективному удалению уже существующих отложений.

#### Ультразвуковой

Применение ультразвука для борьбы с АСПО основано на том, что воздействие ультразвуковых волн на жидкости может изменять их физические свойства, такие как вязкость, агрегатное состояние и дисперсность. Это, в свою очередь, может повлиять на склонность нефти к образованию АСПО отложений.

ультразвуковое воздействие на нефть и воду может изменить их молекулярную структуру и снизить склонность жидкостей к образованию АСПО отложений. Однако, для достижения наилучшего результата требуется правильно настроить интенсивность звукового воздействия, включая амплитуду и частоту ультразвука [23, 24, 25].

## **2. Химический методы**

Химические методы направлены на предотвращение образования отложений путем добавления химических реагентов в производимую продукцию. Ингибиторы парафиноотложений действуют на основе адсорбционных процессов,

которые происходят на границе раздела между жидкой фазой и поверхностью металлической трубы. Химические реагенты могут быть классифицированы на смачивающие, модификаторы, депрессаторы и диспергаторы.

Смачивающие реагенты (вспомогательные химические агенты) - улучшают контакт между реагентом и поверхностью трубы, уменьшая угол смачивания поверхности и увеличивая эффективность процесса обработки.

Модификаторы поверхности - изменяют структуру и химические свойства металла, создавая на поверхности трубы защитную пленку.

Депрессоры - предотвращают органическое отложение путем образования комплексных соединений, взаимодействуя с анионами.

Диспергаторы - используются для предотвращения или разрушения уже образовавшихся отложений. Расщепление при помощи диспергаторов происходит за счёт пониженной энергии активации [26].

### **3. Применение гладких покрытий**

Гладкие покрытия - это особые полимерные покрытия, созданные специально для того, чтобы улучшить гидравлические характеристики трубопроводов и скважин. Они препятствуют образованию отложений и снижают трение внутри труб. Гладкие покрытия могут быть применены на металлических и бетонных поверхностях стенок скважин. Они могут быть нанесены различными методами, такими как напыление или покрытие посредством растворов.

Различные гладкие покрытия имеют различные характеристики, что обуславливает их эффективность в борьбе с отложениями. Например, полиуретановые покрытия показали себя как наиболее эффективные в сравнении с другими типами покрытий [27].

#### **2.4.1 Методы предотвращения образования отложений АСПО**

Существуют различные способы предотвращения образования и скопления отложений в скважинах, выбор которых зависит от свойств нефтяного пласта и условий работы скважины. В частности, использование специальных методов, например, предотвращение образования аварийной самоорганизующейся

проточно-разносортной структуры отложений (АСПО), может положительно сказываться на стабильности работы внутрискважинного оборудования и приводить к экономической выгоде благодаря снижению затрат на разработку [28].

#### **2.4.1.1 Метод покрытия внутренней поверхности труб парафиностойкими материалами**

Для предотвращения образования и накопления отложений на поверхности труб в скважинах используется метод нанесения специальных защитных покрытий. Шероховатость стенок труб способствует образованию и накоплению отложений. Использование защитных покрытий, которые делают поверхность стенок труб гладкой и замедляют образование АСПО, позволяет легко удалять отложения вместе со скважинной продукцией. Применение осуществляется в скважинах добывающего фонда НКТ с ВЗП спускаются в интервал АСПО от подвешного патрубка планшайбы скважины до 1000 м. В случае подтверждения осложнений в ходе эксплуатации добывающих скважин допускается промывка лифта НКТ горячей нефтью с помощью передвижного агрегата для депарафинизации. Ограничениями применения НКТ с ВЗП являются: — эксплуатация в скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосами; — проведение технологических операций (шаблонирование, проведение операций по увеличению нефтеотдачи пласта и прочие); — применение металлического лома для сбивания штуцера сливного клапана и применение геофизических и других исследований с использованием кабеля и приборов без защитных покрытий. Данный вид предотвращения АСПО подходит для вновь вводимых из бурения скважин и скважин, выводимых из капитального или подземного ремонта. Изменение качества поверхности может привести к снижению скорости образования АСПО из-за уменьшения шероховатости стенок трубы и изменения полярности материала. Для предотвращения образования АСПО применяют специальные покрытия из гидрофильных материалов с гладкой поверхностью и низкой адгезионной способностью. Этот метод доказал свою эффективность и широко применяется на многих месторождениях [29].

Существует несколько способов предотвращения образования

отложений, но наиболее эффективным из них является покрытие поверхности стенок НКТ гладким покрытием (стеклом, эмалями, эпоксидными смолами) стеклопластиком. Такие покрытия снижают необходимость в депарафинизации НКТ и связанных с этим затрат. Остеклованные трубы также сообщают гладкость поверхности и гидрофильные свойства, что помогает предотвратить образования отложений. В производственной практике наиболее часто используются эмали и эпоксидные смолы, которые обеспечивают защиту от коррозии и уменьшают объем работ по депарафинизации. Стоит отметить, что стеклопластиковые НКТ также все чаще применяются при спуске ЭЦН для предотвращения отложений благодаря гладкой поверхности. Свойства материалов, которые влияют на устойчивость к отложениям АСПО, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Свойства некоторых парафиноустойчивых материалов

Материал	Тип, марка материала	Тепло-стойкость, °С	Абразивная стойкость по Моосу	Интегральная гладкость, %	Диэлектрическая проницаемость
Стекло	АБ-1	400	5	100	6,7
Эмаль	3132	220	5	87	7,2
Эпоксидная смола	ЭД-40	80	2	96	4,2
Бакелитовый лак	БЭЛ	80	2	90	4,9
Сталь	...	1200	5	70	-
Алюминий	АМГ	550	3	92	-
Хром	покрытие	1600	6	100	-
Никель	покрытие	1200	6	98	-
Полиэтилен	пленка	85	2	68	2,2
Метилстирол	пленка	80	3	100	2,3
Гидрофобный лак	КО-815	150	3	100	2,6
Оргстекло	листы	85	3	100	3,6

Как показывает таблица, стекло является материалом с интегральной гладкостью на уровне 100% и гидрофильными свойствами, что важно для устойчивости к парафиновым отложениям. Испытания на месторождениях

подтвердили, что эпоксидная смола, которая тоже имеет высокую интегральную гладкость, защищает от отложений АСПО значительно хуже, чем стекло. Хотя остеклованные трубы предотвращают образование отложений, они подвержены их образованию в интервале соединительных муфт. В этой области, где расстояние между концами НКТ составляет 24-26 мм, парафин быстро откладывается и увеличивается в сторону потока жидкости в десятки раз. Чтобы решить эту проблему, в середине муфт устанавливаются кольца из остеклованных труб. Для этого диаметр остеклованной трубы уменьшается на 4 мм и отрезаются кольца высотой 21-22 мм, которые затем вставляются в муфты между стыками труб при спуске.

Метод покрытия внутренней поверхности труб парафиностойкими материалами является эффективным способом защиты трубопроводов от образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Применение парафиностойких материалов, таких как эмали и эпоксидные смолы, позволяет предотвратить образование отложений и увеличить производительность скважин. Также стоит отметить, что этот метод является более экономичным в сравнении с другими методами борьбы с АСПО, например, с использованием специальной химии. Однако, необходимо учитывать технические особенности каждой скважины и выбирать оптимальный метод борьбы с АСПО в каждом отдельном случае [30]

#### **2.4.1.2 Физические методы**

Физические методы воздействия на нефтяную продукцию включают механические и ультразвуковые колебания, электрические, магнитные и электромагнитные поля. Вибрационные методы основаны на генерации ультразвуковых колебаний в зоне образования парафина, которые вызывают микроперемещения кристаллов парафина и предотвращают их осаждение на стенках трубы. [31]

Применение магнитных полей является одним из наиболее перспективных физических методов добычи нефти. Использование магнитных устройств для

борьбы с АСПО началось еще в 1950-х годах, однако недостаточная стабильность магнитов и недостаточная эффективность ограничивали их применение. Появление на рынке высокоэнергетических магнитов на основе редкоземельных материалов значительно повысило интерес к использованию магнитных полей. Теперь на рынке представлено более 30 организаций, предлагающих магнитные депарафинизаторы, которые более эффективны и устойчивы к эксплуатационным условиям скважин [32, 33].

Парафины под воздействием магнитного поля изменяют структуру своих кристаллов, в результате чего они становятся более мягкими и легкими, теряют способность формировать крепкие корки и значительно снижается их сцепление с стенкой НКТ. Для создания магнитного поля используются различные активаторы, например АМС, а также магнитные камеры МК-200П-40 Рисунок 3. В результате этого распада кристаллы парафина образуют тонкодисперсную, высококонцентрированную суспензию, что может стать причиной проблем в работе оборудования для добычи нефти и газа [34].

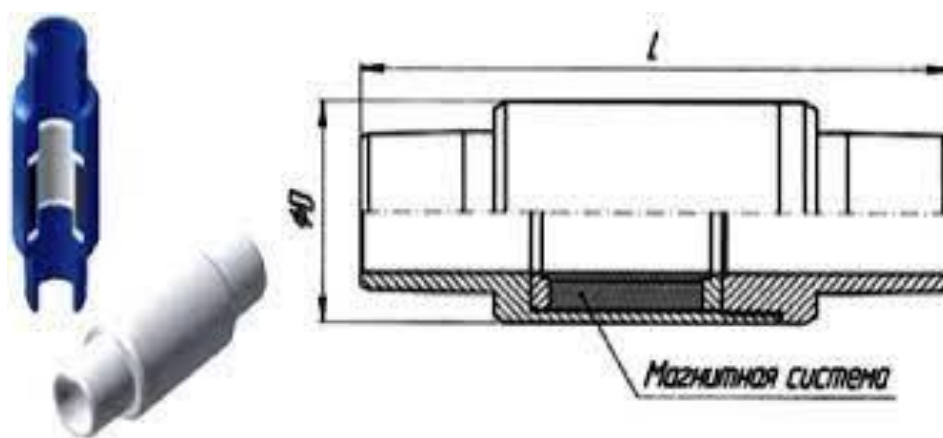


Рисунок 3 – Магнитный активатор АМС-73М

Установки магнитного активатора АМС при эксплуатации скважины насосом типа ЭЦН рекомендуется устанавливать через 1-2 НКТ от насоса, еще через 1 НКТ – обратный клапан, еще через 1 НКТ – сливной клапан, схема установки показана на рисунке 4.

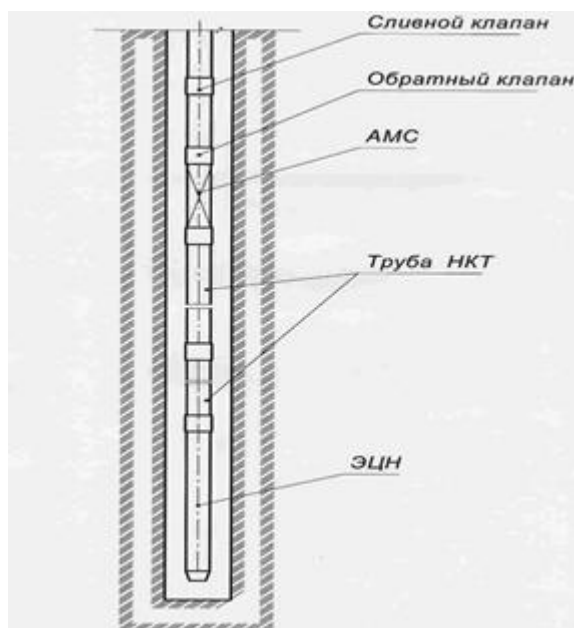


Рисунок 4 – Схема установки магнитного активатора в компоновке УЭЦН

Применение магнитного поля для предотвращения образования АСПО представляет собой простой и удобный метод эксплуатации. Кроме того, данная методика может быть использована для предотвращения выпадения солей и коррозии в НКТ [35].

Метод ультразвукового воздействия на прискважинную зону пласта осуществляется с помощью аппаратуры, которая позволяет воздействовать на скважину и зону пласта сильным акустическим полем. Для этого используется наземный ультразвуковой генератор, скважинный акустический излучатель и кабель. Скважинный излучатель опускается на глубину с помощью колонны насосно-компрессорных труб. Наземный ультразвуковой генератор питается от сети переменного тока и служит источником высокочастотной электромагнитной энергии. Излучатель преобразует эту энергию в акустическую, которая затем воздействует на прискважинную зону пласта.

Требуемый комплект оборудования

1. Ультразвуковой генератор УЗГ-10-22 МСС
2. Геофизический проводник



### 3. Корпус магнитостриктора

### 4. Излучател

Технические характеристики ультразвукового генератора УЗГК-10-22 МСС с выносным блоком подмагничивания:

Таблица 2 - Технические характеристики ультразвукового генератора УЗГК-10-22 МСС с выносным блоком подмагничивания:

Напряжение питания	$3 \times (380 \div 410) \pm 10 \text{ V}$ , 50-60 Гц
Рабочее напряжение	380; 440; 660; 880
Рабочая частота, кГц	$19 \pm 1,35$ ; $22 \pm 1,65$
Режимы работы	1. - генератор питает две нагрузки в резонансном режиме (до 5 кВт каждая); 2. - одна нагрузка – до 10 кВт
Регулятор настройки резонансной частоты	1. автоматический; 2. ручной.
Охлаждение	воздушное
Габаритные размеры	Приложение №1
Вес без блока подмагничивания, кг	75

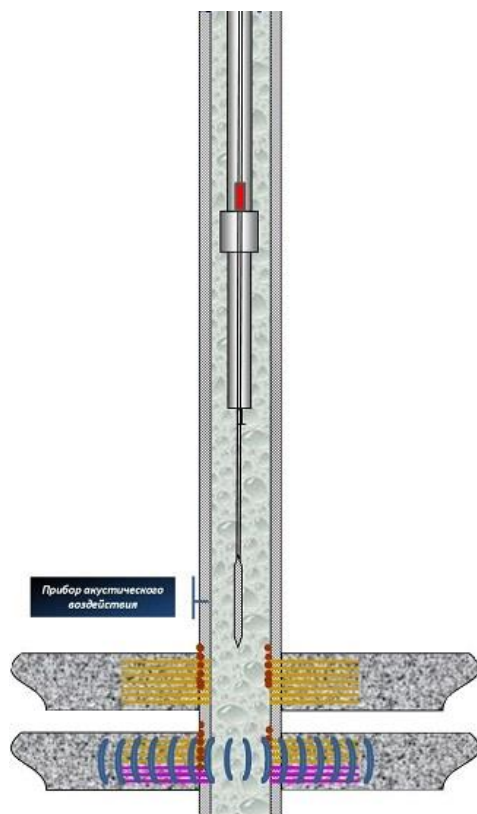


Рисунок 5 – Ультразвуковой генератор УЗГК-10-22 МСС

Таблица 3 – Характеристики ультразвукового генератора УЗГК-10-22 МСС с выносным блоком подмагничивания

Напряжение питания	3×(380÷410)±10 V, 50-60 Гц
Напряжение на выходе, В	440; 660; 880
Рабочая частота, кГц	18 ± 1,35; 22 ± 1,65
Режимы работы	1.- генератор питает две нагрузки в резонансном режиме (до 5 кВт каждая); 2. - одна нагрузка – до 10 кВт
Регулятор настройки резонансной частоты	1. автоматический; 2. ручной.
Охлаждение	воздушное
Габаритные размеры	Приложение №1
Вес без блока подмагничивания, кг	75

## **Вибрационный метод**

Исследования показывают, что после применения вибрационного метода начинается очищение поверхностей от загрязнений при использовании удельных мощностей ультразвука на уровне либо выше 0,5 Вт на квадратный сантиметр. Учитывая характеристики нашего оборудования, а именно мощность от 5 до 10 кВт, и положительные результаты, полученные другими клиентами, можно утверждать, что имеется достаточно эффективное проникающее воздействие на нефтеносные пропластки призабойной зоны на расстоянии до 50-60 метров от скважины. Применение мощного ультразвука способствует улучшению суммарной проницаемости продуктивного пласта, увеличению проходимости пор, развитию сети трещин и микротрещин, а также приводит к прекращению роста и разрушению кольматирующих соединений, которые затрудняют проток флюидов.

Результаты гидродинамических исследований показывают, что акустическая обработка скважин приводит к значительному улучшению состояния призабойной зоны и удаленной зоны пласта по мощности работающих пропластков, проницаемости, гидропроводности и коэффициентам продуктивности. Фактические и прогнозные данные о добыче нефти подтверждают эти заключения, что говорит об эффективности применения ультразвука для восстановления и повышения дебита скважин.

## **Применение греющего кабеля**

Для борьбы с отложениями парафинов и снижения вязкости нефти разработана усовершенствованная технология электрообогрева скважин, которая включает в себя скважной нагревательный кабель, устанавливаемый в НКТ и имеющий переменную по длине мощность, а также расчетную методику, позволяющую с достаточной точностью прогнозировать температурный режим скважины. Это особенно важно для скважин с осложненными условиями добычи нефти, и такая технология может значительно повысить технико-экономические показатели месторождений, а также рентабельность добычи вязких, парафинистых нефтей.

Основным отличием греющего кабеля является использование детального теплотехнического расчета. Длина кабеля и мощность каждой зоны тепловыделения определяются на основе оптимизированных расчетов, что значительно снижает риск аварийных ситуаций при эксплуатации системы электрообогрева. Теплотехнический расчет включает распределение по глубине скважины температур окружающих горных пород, температуры парафинизации, а также температуры флюида без и с обогревом. Эта технология позволяет избежать проблем, связанных с отложениями парафина и понижением вязкости нефти, и обеспечить эффективную и безопасную эксплуатацию скважин.

Результатом применения технологии электрообогрева скважин с усовершенствованным теплотехническим расчетом являются оптимизированные геометрические, конструктивные и электрические характеристики нагревательного кабеля. Расчет учитывает тепловые параметры кабеля и флюида при двух режимах эксплуатации: при выходе на установившийся режим и в установившемся режиме. Также учитывается прогноз времени выхода скважины на установившийся режим и значение вязкости флюида при обогреве скважины. В отличие от существующих систем, где применяется только одна зона тепловыделения, предложенная технология позволяет оптимизировать распределение мощности по длине нагревательного кабеля, что позволяет снизить энергопотребление и уменьшить требования к теплостойкости изоляции кабеля [36].

## УСТАНОВКА ПРОГРЕВА СКВАЖИН УПС

Станция управления УПС предназначена для контроля и управления процессом нагрева: - нагревательных кабелей; - скважинных нагревателей; - систем подогрева трубопроводов

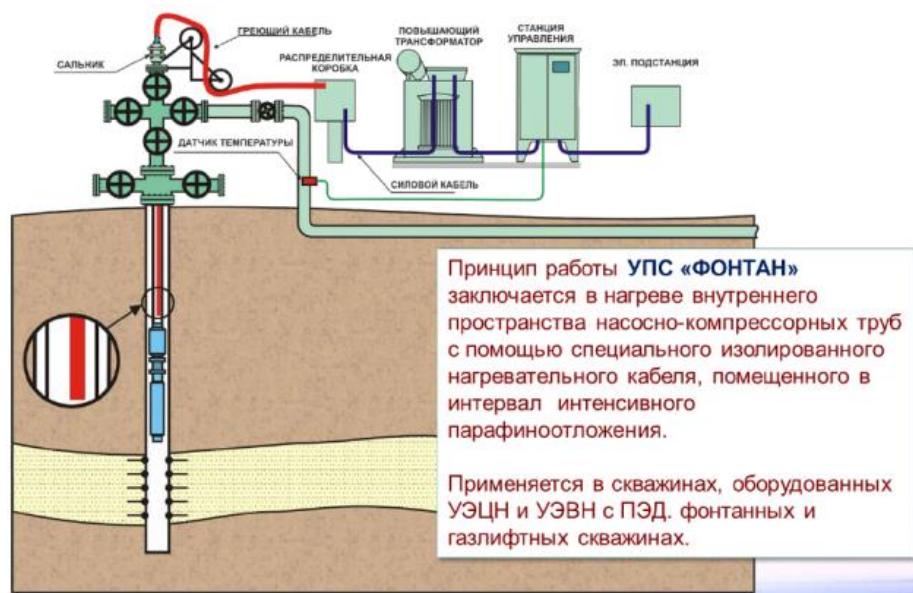


Рисунок 6 – УПС Установка прогрева скважин (нагревательный кабель помещен внутрь НКТ)

Также возможно применение плоского нагревательного кабеля в скважинах, что может помочь в сокращении остановок скважины и повышении эффективности добычи. Снижение риска образования ледяной пробки в скважинах в условиях низких температур. Удаление воды из скважины путем ее нагревания, что может увеличить производительность скважины. Предотвращение коррозии и прочих материальных повреждений скважины, вызванных нарастающей влажностью и влагой. Эффективность использования плоского нагревательного кабеля в скважинах зависит от таких факторов, как длина кабеля, мощность, установленная в станции управления, качество монтажа и эксплуатации кабеля. Однако, в целом, данный метод является достаточно эффективным и позволяет решать многие задачи, связанные с эксплуатацией нефтяных месторождений., что может привести к уменьшению пропускной способности скважины и проблемам с транспортировкой нефти. Обеспечение стабильности работы оборудования на дне скважины и предотвращение его замерзания в условиях низких температур. Предотвращение промерзания сверху вниз колонны жидкостей в скважинах, что может вызвать скопление обледелой жидкости на дне скважины [37].

Также существует УПС, где нагревательный кабель расположен по наружной поверхности НКТ)

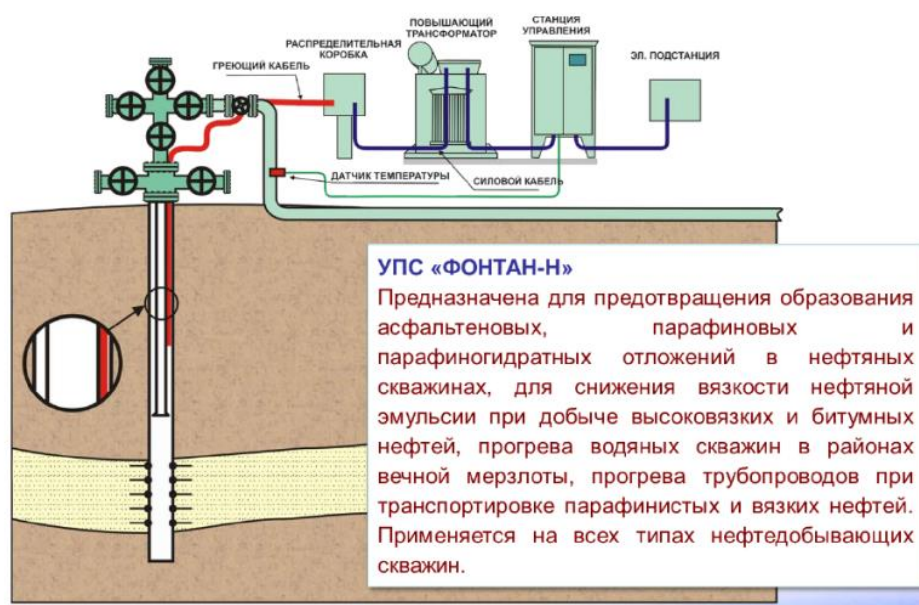


Рисунок 7 – Установка прогрева скважин (нагревательный кабель располагается по наружной поверхности НКТ)

### 2.4.1.3 Химические методы

Химические методы предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых (АСП) отложений в нефтяных скважинах широко используются в нефтедобыче. Данные отложения являются серьезным препятствием для вывода нефти из скважины, поскольку сужают ее проходимость и приводят к снижению добычи нефти. В данной статье рассмотрены различные химические методы предотвращения образования АСП отложений, включая применение ингибиторов отложения, диспергаторов, кинетических ингибиторов, каталитических систем и других методов.

Ингибиторы отложения АСП представляют собой молекулы, которые взаимодействуют с кристаллическими структурами АСП и предотвращают их образование. Эти ингибиторы могут быть добавлены в ствол скважины, на поверхность почвы или в питающую воду скважины. Также могут применяться диспергаторы, уменьшающие размеры частиц АСП и увеличивающие их поверхностный заряд, что препятствует образованию отложений.

Кинетические ингибиторы, в свою очередь, замедляют скорость образования отложений, тем самым давая возможность для их растворения или удаления. Каталитические системы, например, могут использоваться для изменения химической природы АСП, что может привести к снижению их склонности к образованию отложений.

Существует несколько видов ингибиторов парафинов, которые отличаются механизмом действия на аварийно-спасательное производство нефти и газа: смачивающие, модифицирующие, депрессаторы, диспергаторы и ингибиторы комплексного действия. Если ингибиторы добавляются в нефть, они способствуют формированию дисперсной фазы и перемещению диспергированных частиц газожидкостным потоком. Некоторые ингибиторы могут расщеплять формирующиеся молекулярные группы, что предотвращает образование центров кристаллизации осадков. Другие ингибиторы создают на поверхности центров кристаллизации энергетический барьер, который препятствует их слиянию и образованию частиц, задерживая их рост.

Каждый тип ингибитора содержит свои преимущества и недостатки, поэтому их применение должно осуществляться с учетом условий и характеристик нефтегазового объекта.

#### ИНГИБИТОРЫ АСПО МАРКИ СНПХ ПРИМЕНЯЮТСЯ ДЛЯ:

- ☐ предотвращения парафиногидратных отложений
- ☐ предотвращения парафиноотложений
- ☐ промывки нефтепромыслового оборудования от отложений горячими водными растворами реагента
- ☐ снижения вязкости нефти

Ингибитор СНПХ-ИПГ-11 предназначен для предотвращения парафиногидратоотложений в нефтепромысловом оборудовании в процессе добычи нефти. Применяется в качестве ингибитора парафиноотложений для нефтей с высоким содержанием парафинов и смолистых веществ, а также в

качестве ингибитора с пониженной температурой застывания Ингибитор парафиногидратотложений СНПХ-ИПГ-11 выпускают двух марок А и М.

Ингибитор парафиногидратотложений СНПХ-ИПГ-11 выпускают двух марок А и М.

Таблица 4 Основные характеристики СНПХ-ИПГ-11

Марка	А	М
Агрегатное состояние	Однородная жидкость от светло-желтого до светло-коричневого цвета	
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup> , не менее	810-890	
Массовая доля активной основы, %, не менее	20	
Температура застывания, °C, не выше	минус 40	минус 50
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с, не выше		
а) при температуре 20°C	20	
б) при температуре минус 40°C	500	

Реагент СНПХ-7890 предназначен для предотвращения парафиноотложений в нефтепромысловом оборудовании и трубопроводах при добыче и транспортировке нефти. Горячие водные растворы СНПХ-7890 применяются для удаления парафиноотложений при промывке нефтепромыслового оборудования.

Реагент СНПХ-7890 выпускают двух марок: СНПХ-7890, СНПХ-7890Б.

СНПХ-7890 хорошо и быстро растворяется в воде, обладает высокими моющими и диспергирующими свойствами, снижает скорость повторного образования АСПО

Таблица 5 Основные характеристики СНПХ-7890 и СНПХ-7890Б



Марка	СНПХ-7890	СНПХ-7890Б
Агрегатное состояние	Однородная жидкость	
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup> , в пределах	930-1030	855-945
Массовая доля активной основы, %, не менее	55	35
Температура застывания, °C, не выше	минус 40	
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с		
– при температуре 20°C, не более	20	
– при температуре минус 20°C, не более	500	

Реагент СНПХ-7963 предназначен для предотвращения парафиноотложений в нефтепромысловом оборудовании, трубопроводах при добыче и транспортировке нефти, расщепления нефтяных эмульсий и снижения их вязкости, для снижения коррозионных процессов в скважинах и коммуникациях, происходящих в сероводородной среде.

По требованию заказчика допускается изготовление продукта с массовой долей активной основы не менее 68% — СНПХ-7963 «К».

Таблица 6 Основные характеристики СНПХ-7963 и СНПХ-7963 К

Марка	СНПХ-7963	СНПХ-7963 К
Агрегатное состояние	Однородная жидкость от светло-желтого до светло-коричневого цвета	
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup> , в пределах	870-960	
Массовая доля активной основы, %, не менее	46,5	68
Температура застывания, °C, не выше	минус 40	минус 30
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с		
– при температуре 20°C, не более	20	50
– при температуре минус 20°C, не более	500	700

Выбор ингибитора должен осуществляться с учетом особенностей объекта и условий его эксплуатации. Механизмы действия ингибиторов парафина также нуждаются в дальнейшем исследовании, что позволит более глубоко понимать процессы образования парафиновых отложений и оптимизировать применение ингибиторов. В целом, исследования в этой области имеют большое значение для оптимизации процессов добычи и транспортировки нефти и газа, а также повышения эффективности работы нефте-газовой промышленности в целом [38].

Молекулы ингибиторов-модификаторов обладают структурной сходством с парафином, что упрощает их интеграцию в кристаллическую структуру парафина и его соединение с ним. В состав ингибиторов-модификаторов входят растворимые в нефти полимеры, такие как атактический полипропилен с молекулярной массой от 2000 до 3000, низкомолекулярный полиизобутилен, сополимеры этилена и сложных эфиров, тройной сополимер этилена с винилацетатом, акриловой и метакриловой кислотами, а также другие высокомолекулярные соединения, содержащие чередующиеся полярные группы.

Однако у модификаторов имеется недостаток - их высокая температура застывания может оказаться препятствием при транспортировке. Кроме того, процесс модификации кристаллов парафина ограничен температурными требованиями: она должна быть выше температуры помутнения раствора парафина на начальной стадии формирования центров кристаллизации; равной температуре помутнения раствора парафина в момент сокристаллизации модификатора и парафина; ниже первоначальной температуры помутнения при адсорбции на кристаллах парафина.

### **Диспергатор парафина**

Диспергаторы парафина представляют собой группу поверхностно-активных веществ, которые адсорбируются на поверхности стенок трубы и уменьшают адгезию парафина либо путем изменения смачиваемости стенки трубы, либо путем образования тонкого слоя, в котором кристаллы парафина легко отрываются. Диспергатор парафина также адсорбируется на кристаллах парафина

и образует кристаллическую решетку парафина в сырой нефти. Кристаллическая структура парафина позже снижает морфологию растущих кристаллов и задерживает формирование трехмерного кристалла. Ожидается, что этот измененный сферический кристалл из крупного пластинчатого кристалла повысит текучесть сырой нефти [ 39 , 40] .. Обратите внимание, что диспергатор парафина имеет ограниченную эффективность, если он не используется с полимерным улучшителем текучести. Сообщается, что диспергатор парафина очень хорошо работает с полимерным улучшителем текучести из-за его свойства препятствовать осаждению и отложению парафина на поверхности стенки трубы.

В присутствии воды поверхностно-активные вещества, такие как алкилсульфонаты и этоксилаты жирных аминов, также могут действовать как диспергаторы парафина. Взаимодействие между частицами парафина и гидрофильными группами поверхностно-активного вещества приводит к диспергированию частиц парафина до меньших размеров. Это может привести к предотвращению агломерации и отложения парафина [ 41, 42 ]. Сообщалось, что благодаря молекулярному структурному фактору эти поверхностно-активные вещества лучше всего работают с эфирами с более длинной цепью в снижении температуры застывания и поверхностного натяжения, изменении морфологии, а также уменьшении сокристаллизации [43] .

### **Депрессант температуры застывания**

Депрессант температуры застывания действуют путем совместной кристаллизации в структуру парафина под действием сил Ван-дер-Ваальса. Это позволяет хвосту полярного конца (неприкрепленному) образовывать стерические помехи при выравнивании других новых молекул парафина. Депрессоры снижают температуру застывания сырой нефти, а затем ослабляют твердую структуру парафиновых отложений, что позволяет легко удалить отложения под действием силы сдвига. Следует отметить, что снижение депрессорной плотности сырой нефти не отражает снижение ВАТ сырой нефти, так как депрессорные пары не

ингибируют кристаллизацию кристаллов парафина, а, скорее, ингибируют рост кристаллов парафина [44, 45].

Одним из используемых в промышленности, является полиэтиленвинилацетат. Полиэтиленвинилацетат – продукт сополимеризации этилена и винилацетата. В механизм ингибирования отложения парафина вовлечены два процесса. Во-первых, полярное соединение, которым является винилацетата, содержит метильную и метиленовую группы, содержащие два активных атома кислорода, благодаря чему полиэтиленвинилацетата проявляет сильное ван-дер-ваальсово взаимодействие с длинноцепочечными парафинами. В результате растворимость парафина увеличивается, прочность геля парафина снижается, и, в конечном счете, уменьшается отложение парафина. Во-вторых, неполярные длинные алкильные фрагменты полиэтиленвинилацетата будут взаимодействовать с парафинами с длинной цепью. Это взаимодействие затем изменит процесс кристаллизации парафина, что приведет к снижению значения температуры застывания [ 46 ].

### **Модификатор парафинового кристалла**

Модификатор кристаллов парафина может встраиваться в кристаллы парафина в процессе зародышеобразования и изменять характеристики роста и поверхности кристаллов, заставляя их собираться в мицеллоподобные агрегаты. Это приводит к образованию большего количества докритических зародышей и снижает свойства перенасыщения сырой нефти. Впоследствии образуются более мелкие кристаллы парафина, которые остаются стабильными в масляной фазе. Модификатор кристаллов парафина также поможет снизить склонность кристаллов парафина к образованию трехмерной сети, тем самым снижая температуру застывания и вязкость масла.

Имеются сообщения, в которых термин модификатор кристаллов парафина взаимозаменяем с депрессорной присадкой. Однако точный механизм действия кристаллического модификатора до сих пор неясен и требует дальнейшего изучения. Некоторые исследователи выдвинули теорию о том, что модификатор

кристаллов парафина снижает температуру застывания за счет образования мешающих игольчатых звездообразных кристаллов (сферолитов). Примерами модификаторов кристаллов парафина являются полиалкилметакрилат, полимерный жирный эфир, эфир метакриловой кислоты и кристалло-аморфные сополимеры, такие как полиэтилен-полиэтилен-пропилен и полиэтилен-бутен [ 47].

#### **2.4.1.3.1 Факторы, влияющие на эффективность ингибирования парафин**

##### **Режимы потока**

Различия в режимах потока влияют на температурные градиенты и играют жизненно важную роль в характеристиках осаждения, а также в эффективности ингибирования парафинов. Двумя основными режимами потока, которые участвуют в поведении потока сырой нефти, являются ламинарный и турбулентный поток. Осаждение парафина в условиях ламинарного потока приведет к отложению твердого парафина с низким содержанием парафина. В турбулентном потоке твердые отложения будут содержать парафиновые отложения с высоким содержанием парафинов. Кроме того, масса парафина, отложившегося в условиях ламинарного потока, выше по сравнению с парафином, отложившимся в условиях турбулентного потока. Этого можно ожидать, поскольку в турбулентном потоке сила сдвига, действующая на отложенный парафин, приводит к тому, что более мягкие парафиновые отложения с низким содержанием парафина отрываются от стенки трубы, оставляя после себя более твердые парафиновые отложения с высоким содержанием парафина [48] . Эти отложения парафина с высоким содержанием твердого парафина затрудняют операции по очистке скребков. Как правило, при выборе химических ингибиторов необходимо учитывать режим течения в нефтепроводе.

##### **Температура**

Эффективность химического ингибитора зависит от температуры. При повышении температуры масса осажденного парафина уменьшается, а

критическое число атомов углерода увеличивается. Увеличение критического числа атомов углерода происходит из-за использования более длинной цепи ингибитора парафина, которая препятствует образованию более низких компонентов н-парафина, но приводит к увеличению отложения более высоких компонентов н-парафина. Критическое углеродное число определяет твердость парафиновых отложений. Чем тверже отложенный парафин, тем выше необходимая концентрация химического ингибитора. Другие описывают, что химические ингибиторы эффективны при более низких объемных температурах масла, но крайне неэффективны при более высоких температурах [49]. Следовательно, необходимо учитывать подходящие условия рабочей температуры во время введения химических ингибиторов, чтобы уменьшить отложение парафина, а также критическое число атомов углерода.

### **Содержание парафина**

Содержание парафина в сырой нефти определяет количество, а также толщину парафина, который будет откладываться. Различные исследования показали, что примерно 2 мас.% парафина достаточно, чтобы вызвать гелеобразование парафинообразной сырой нефти первого отжима. Чем выше содержание парафина в сырой нефти, тем выше температура застывания сырой нефти. Это не означает, что для снижения температуры застывания требуется более высокая концентрация химического ингибитора; однако некоторые авторы на основе своих исследований пришли к выводу, что взаимодействие молекулярной структуры химического ингибитора и молекул парафина является более важным фактором, определяющим количество химического ингибитора, необходимого для ингибирования отложения парафина [50].

### **Молекулярная структура химического ингибитора**

Большинство химических ингибиторов представляют собой полимеры, имеющие основную цепь и боковую углеводородную цепь, которая взаимодействует с молекулой парафина в сырой нефти и препятствует агрегации крупных кристаллических структур парафина. Это вносит свой вклад

в список факторов, влияющих на эффективность химических ингибиторов: основная цепь полимера, длина боковой углеводородной цепи и молекулярная масса. Несмотря на ранее полученные данные о том, что фактор основной цепи полимера не оказывает существенного влияния на снижение температуры застывания, сообщалось, что основная цепь полимера сополимера этилена и винилацетата влияет на характеристики ингибирования полимера. Ожидается, что длина боковых углеводородных цепей будет соответствовать длине молекул парафина в сырой нефти, чтобы получить оптимальные характеристики ингибитора.. Короткий низкомолекулярный полимер может не иметь молекулярного объема, чтобы прервать совместную кристаллизацию кристаллов парафина, в то время как длинный высокомолекулярный полимер может быть нерастворимым или может взаимодействовать сам с собой, а не с молекулой парафина в сырой нефти. . Кроме того, растворимость полимера в сырой нефти может быть ограничена, вызывая тем самым кристаллизацию парафина и повышая температуру застывания сырой нефти [51].

Неразведенные химические ингибиторы часто остаются твердыми при комнатной температуре. Выбор растворителя для не разведенных химических ингибиторов критически важен для их эффективности. Эффективность ингибирования зависит от взаимодействия между химическим ингибитором и растворителем, а также от степени спирального и нескрученного ингибитора в растворителе. Химический ингибитор или полимер, который хорошо взаимодействует с растворителем и полимером, расширяется и имеет высокий эффективный гидродинамический удельный объем, что позволяет ему проявлять высокую эффективность ингибирования. Хороший полимерный растворитель увеличивает вязкость и обеспечивает полное расширение состава, тогда как плохой растворитель вызывает скручивание полимера и имеет низкий эффективный гидродинамический удельный объем, что снижает эффективность ингибирования.

Физические свойства полимера значительно зависят от его концентрации в растворителе. При низком разбавлении (высокой концентрации), возможно

взаимодействие молекул полимера друг с другом, вызывая эффект скручивания, что может затруднить доступ молекулам парафина. Это приводит к низкой эффективности концентрированного ингибитора. При высоком разбавлении (низкой концентрации) полимер полностью растворяется и не ограничивает доступ молекулам парафина. Для изменения характеристик ингибитора можно ввести процедуру смешивания при добавлении растворителя в ингибитор [52, 53].

## **2.4.2 Методы удаления АСПО**

### **2.4.2.1 Тепловые методы**

Тепловой метод – это один из методов борьбы с АСПО, который заключается в повышении температуры внутри скважины и ПЗП. Применение этого метода помогает увеличить поток нефти и улучшить производительность добывающих скважин при добыче высоковязкой парафинистой и смолистой нефти. Термическая обработка вызывает разжижение нефти и расплавление отложений АСПО, которые могут накапливаться внутри скважины и на поверхности подъемных труб. При достижении температуры 50 градусов по Цельсию парафин начинает плавиться, силы сцепления труб с отложениями снижаются, что может привести к отделению отложений и их унесению потоком газожидкостной смеси. При дальнейшем повышении температуры масса АСПО растворяется в нефти, что упрощает ее удаление из скважины.

Для тепловой обработки скважин и ПЗП жидким теплоносителем может использоваться агрегат для депарафинизации скважин (АДПМ), который вводит горячую жидкость в затрубное пространство скважины. Это позволяет разжижать и удалять отложения, после чего газожидкостная смесь выводится на поверхность. Установка АДПМ греет нефть до температуры 120-150°C и используется для депарафинизации скважин путем впрыскивания теплоносителя под давлением. Растворенные отложения парафина уносятся в сборную линию промысла. В качестве жидкого теплоносителя могут использоваться различные жидкости, такие как нефть, вода, керосин, дизельное топливо, газолин и т.д. Обычно горячая жидкость вводится в скважину через обсадные трубы и поднимается на



поверхность по НКТ. В случае фонтанирующих скважин процесс может осуществляться наоборот. [54].

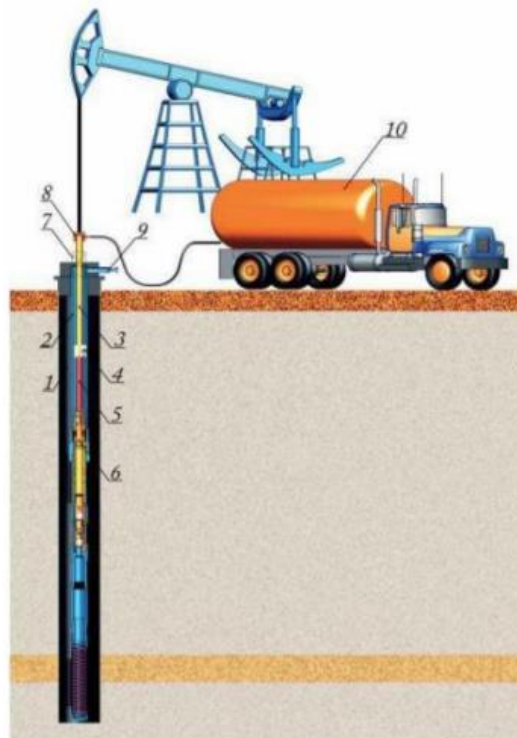


Рисунок 8 - Схема установки для тепловой обработки скважины горячим теплоносителем: 1-эксплуатационная колонна; 2-колонна НКТ; 3- колонна полых штанг; 4-перепускная муфта; 5 - колонна штанг; 6 – насос; 7 –устьевой сальник; 8-обратный клапан; 9-выкид в систему сбора продукции;10-АДПМ

Для ввода горячей нефти в скважину используется метод обратной промывки через патрубок, соединенный с наружной затрубной задвижкой. При выполнении обратной промывки открыты наружные, центральные, трубные и линейные задвижки, а внутренние затрубная и буферная задвижки закрыты [55].

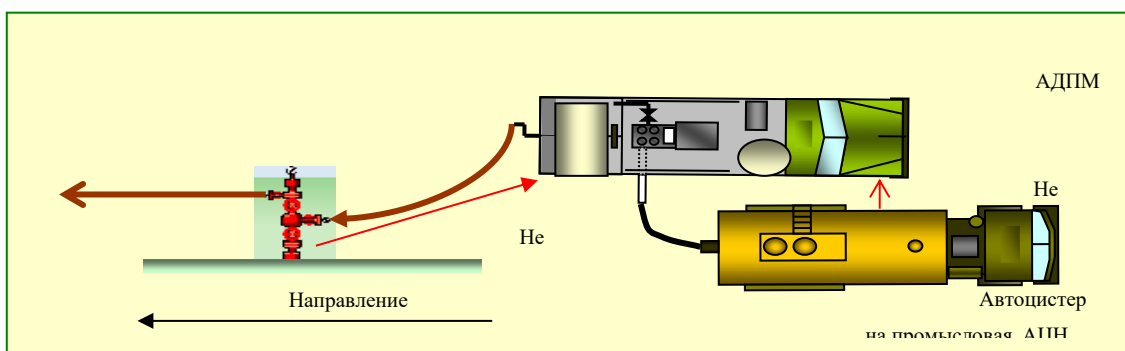


Рисунок 9 – Схема расстановки спец техники при промывке скважины

При проведении промывки нефтесборных коллекторов

Подключение к ним производится через специальный патрубок на обвязке скважины, замерную установку или гребенку задвижек на линии нефтепровода.

С помощью паропромысловых установок ППУ или ППУА (например, ППУ-1600/100) можно осуществлять удаление отложений парафина в нефтяных скважинах, магистральных трубопроводах, различных резервуарах и другом нефтепромысловом оборудовании, а также производить очистку инструментов и труб при бурении скважин, мойку и очистку двигателей и других узлов автомобилей, тракторов, наружной обшивки самолетов и другой техники, а также эффективно разогревать оборудование в зимнее время.

Циклическая обработка скважин паром применяется на месторождениях, где добыча нефти затруднена в следствии высокой вязкости (больше 50 МПа\*с) или наличия отложений парафина. Для этого на место проведения обработки доставляют передвижные паровые котельные установки ППУ, которые генерируют насыщенный пар объемом 1000-3000 м<sup>3</sup>. Насыщенный пар нагнетается в остановленную скважину по НКТ, после чего скважина герметизируется и выдерживается в течение 2-5 суток, в результате чего пар конденсируется полностью в пласте. После проведения данной процедуры добыча возобновляется.

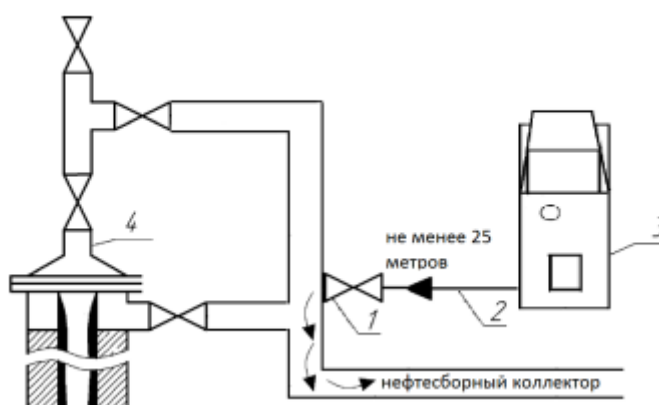


Рисунок 10 – Схема удаления АСПО паром из нефтесборного коллектора 1 – пропарочный патрубок, 2 – нагнетательная линия от

Метод электротеплового удаления АСПО заключается в использовании глубинного электронагревателя для периодического или постоянного нагрева призабойной зоны пласта на месторождениях, где добыча нефти затруднена из-за высокой вязкости (более 50 МПа·с) или содержания большого количества парафина (более 3%). Нагрев призабойной зоны осуществляется в промежутках между добычей нефти с помощью глубинного электронагревателя, как показано на Рисунке 8. Это решение позволяет стимулировать добычу нефти и снизить ее вязкость, что улучшит работу скважин на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами [56].

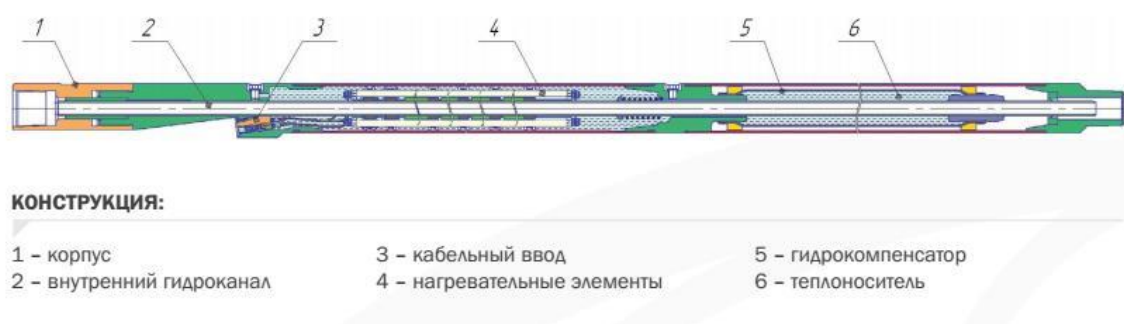


Рисунок 11 – Электронагреватель скважинный стационарный

Стационарный электронагреватель для скважин состоит из корпуса, внутреннего гидравлического канала, кабельного ввода, нагревательных элементов, гидрокомпенсатора и теплоносителя.

При прохождении скважинной жидкости через устройство она нагревается за счет внутреннего гидравлического канала, после чего подается насосом в НКТ. Чтобы поддерживать заданную температуру, нагревательные элементы изменяют свое электрическое сопротивление: при повышении температуры оно уменьшается, что снижает отдаваемую мощность, а при охлаждении мощность увеличивается.

#### 2.4.2.2 Механические методы борьбы

Для механической очистки подъемных труб от парафиновых отложений используют скребки, которые перемещаются вдоль колонны труб и срезают слой

отложений. Скребки движутся вниз под действием грузов и собственной тяжести, а вверх их поднимает лебедка.

Для подъема и опускания скребков используется трос, а глубина опускания скребков для каждой скважины выбирается индивидуально. Устье скважины оснащено лубрикатором с сальником, который обеспечивает герметичность при проходе провода через устье. Обычно глубина опускания скребков не превышает 1000 метров и определяется количеством витков на барабане лебедки.

Для очистки поверхностей НКТ используется движение скребков, включая возвратно-поступательное и вращательное движения. Этот метод считается основным при выборе методов предотвращения осложнений, связанных с АСПО в НКТ и штанговой колонне, так как он показал высокую эффективность при использовании скребков и скребков-центраторов. Однако, при использовании скребков-центраторов необходимо учитывать возможность проявления негативных последствий в условиях вязкой среды, связанных с увеличением напряжений в штангах при движении больших объемных скребков-центраторов. Увеличение максимальной и уменьшение минимальной нагрузок на штанговую колонну может привести к раннему износу штанговой колонны в скважинах с продукцией, образующей стойкие и высоковязкие эмульсии. Поэтому количество скребков-центраторов должно быть минимальным и необходимым [57].

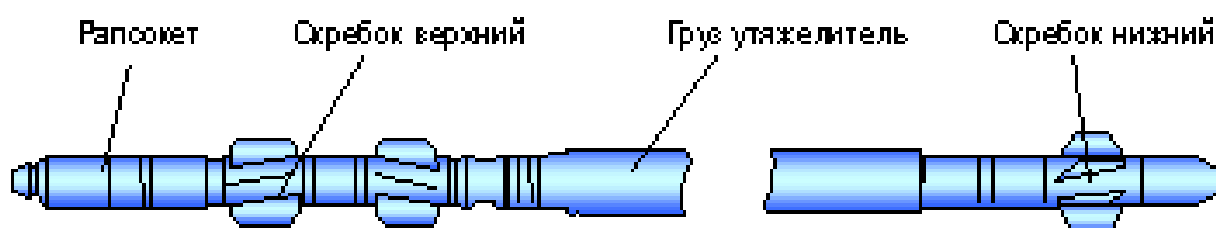


Рисунок 12 – Скребок динамический

**Скребок динамический** предназначен для удаления отложений парафина и других материалов из насосно-компрессорных труб, используемых в фонтанирующих скважинах и скважинах с электро-центробежными насосами (ЭЦН). Скребок динамический состоит из нижнего и верхнего скребков, груза

утяжелителя и рапсокета. Оптимальное сочетание диаметров скребков определяется опытным путем. Для установки на лебедку скребок крепится к проволоке диаметром от 1,7 до 2,5 мм при помощи рапсокета.

С помощью полного комплекта скребка можно провести первоначальную очистку скважины, в которой еще сохранилась циркуляция, используя скребки минимального диаметра. Затем скребками большего диаметра, за несколько проходов расширить проходное сечение в отложениях.

**Скребки фрезовые СФ** (самофрезерующиеся скребки) - это инструменты, используемые для механической очистки трубопроводов от всевозможных отложений - асфальтосмолопарафиновых, ржавчины, древесных волокон и т.д. Скребки СФ устанавливаются на ударных машинках или гидравлических приводах, их легко можно заменить при необходимости.

Принцип работы скребков фрезовых СФ, или самофрезерующихся скребков, основан на использовании вращающихся фрез, которые захватывают и измельчают отложения в трубопроводе. Некоторые виды самофрезерующихся скребков могут выбираться для различных трубопроводов, которые могут быть более или менее устойчивыми к абразивному изнашиванию. СФ скребки различаются по размеру, форме, числу фрез и материалу изготовления. Например, фрезы могут быть сделаны из твердосплавных материалов или карбида вольфрама, которые обеспечивают долговечность и высокую производительность. Форма скребка также может иметь различную конфигурацию - ромбовидную, треугольную, цилиндрическую, и т.д., чтобы обеспечить оптимальную очистку трубопровода в зависимости от его геометрии.

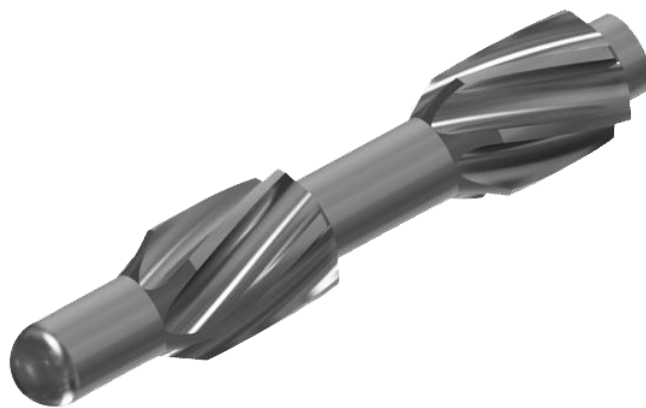


Рисунок 13 – Скребки фрезовые

Самофрезерующиеся скребки используются в различных отраслях, включая нефтегазовую, химическую и пищевую промышленность. Они могут использоваться для удаления любых типов отложений, включая асфальтосмолопарафиновые, ржавчину, древесные волокна и другие. Кроме того, они могут применяться как в круглых, так и в прямоугольных трубопроводах различных диаметров и материалов.

**Раздвижной скребок** (также называемый скребком с регулируемым диаметром) является универсальной очистной приспособлением, используемым в различных отраслях, включая нефтегазовую, химическую и пищевую промышленность. Размер и форма лезвия могут варьироваться в зависимости от типа отложений, которые необходимо удалить из трубопроводов.

Принцип работы раздвижного скребка заключается в раздвигании и сжатии лезвия под действием упругой силы. Лезвие вставляется в трубопровод с минимальным диаметром, а затем с помощью механизма управления диаметром он раздвигается по мере движения внутри трубопровода. Это позволяет скребку эффективно очищать трубопроводы разного диаметра, используя один инструмент.



Рисунок 14 – Раздвижной скребок

Лезвие может быть сделано из различных материалов, включая сталь высокой прочности, твердый сплав или карбид вольфрама. В зависимости от типа отложений, которые нужно удалить, лезвие может иметь различную форму - R-образную, крестообразную, треугольную и т.д. Конструкция скребка также может варьироваться в зависимости от типа применения - для вертикальных, горизонтальных или наклонных трубопроводов.

**Скребок Болотова** (или болотовский скребок) - это эффективное устройство для очистки трубопроводов от отложений, которое было изобретено советским ученым Георгием Болотовым в 1950-х годах. Он состоит из двух круглых дисков, соединенных пружиной. Диски имеют шероховатую поверхность, и благодаря пружине диски прижимаются к стенкам трубы.

Принцип работы скребка Болотова заключается в том, что он пропускается через трубопровод, прижимаясь к стенкам трубы и снимая загрязнения с ее поверхности. Усилие, необходимое для этого, создается благодаря пружине, которая действует между дисками. Благодаря направленности пружины диски притягиваются друг к другу, в результате чего скребок надежно удерживается в трубе.

Скребок Болотова имеет множество преимуществ по сравнению с другими инструментами для очистки трубопроводов. Его можно использовать для очистки трубопроводов различного диаметра, формы и материала. Благодаря небольшим

габаритам скребок можно еще использовать для очистки трубопроводов в условиях ограниченного доступа, например, в скважинах.

Однако следует заметить, что скребок Болотова неэффективен в случаях, когда трубопровод сильно загрязнен и перекрыт и когда требуется удаление твердых отложений из трубы. Также стоит быть особенно внимательными при использовании скребка Болотова в местах с острыми углами, где он может застрять.



Рисунок 15 – Скребок Болотова

В целом, скребок Болотова является эффективным инструментом для очистки трубопроводов от легкоподверженных отложений, таких как ржавчина, шлам, грязь и т.д. Он позволяет значительно уменьшить время и затраты на очистку трубопровода, что делает его ценным инструментом в промышленной деятельности.

**Скребок лезвийный** для депарафинизации скважин - это специальный инструмент, который используется для удаления налета из парафина на стенках скважины. Парафиновый налет может образовываться в скважине из-за температурных изменений или неправильной эксплуатации скважины. Он может приводить к снижению производительности скважины и проблемам с добычей нефти или газа.

Скребок лезвийный для депарафинизации скважин состоит из лезвий, которые закреплены на основании инструмента. Лезвия имеют остроконечную форму и используются для удаления налета с поверхности стенок скважины. Инструмент может быть используется в скважинах разного радиуса и глубины.



Процесс работы скребка лезвийного для депарафинизации скважин достаточно прост. Скребок опускается внутрь скважины с помощью специального кабеля. Когда скребок достигает места, где находится налет, лезвия начинают работать и отделять налет от стенок скважины. На этом этапе важно обеспечить правильную скорость опускания инструмента и удержание кабеля в строго вертикальном положении.

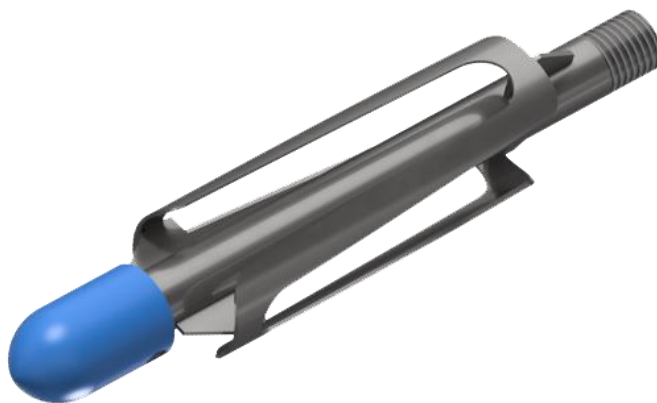


Рисунок 16 – Скребок лезвийный

Скребок лезвийный для депарафинизации скважин обладает прочной и долговечной конструкцией, что позволяет использовать его в труднодоступных местах и в разных климатических условиях. При правильном использовании инструмента можно сохранить производительность скважины, продлить её эксплуатационный период и избежать дополнительных затрат на замену оборудования и восстановление скважины.

Лубрикатор предназначен для использования в глубоких скважинах для эффективного удаления асфальтосмолистых и парафиногидратных отложений. Он оснащен корпусом с центратором, выполненным в форме шарового поворотного крана, а также патрубками для поступления и сброса жидкостей. Сменная сальниковая головка снабжена крышкой-поплавковым клапаном для газового выпуска, а уплотнительный элемент сальниковой съемной головки присоединен к механизму поджатия. Вертикальная вилка с направляющим роликом прикреплена

к корпусу. Проходное сечение шарового крана позволяет проходить приборам. Поплавковый клапан состоит из плоскости крышки с отверстием и двухслойного поплавка в камере, где верхний слой выполнен из резины, а нижний - из материала малой плотности. Главным преимуществом данного лубрикатора является его компактность, многофункциональность, простота в использовании и простота конструкторского решения.

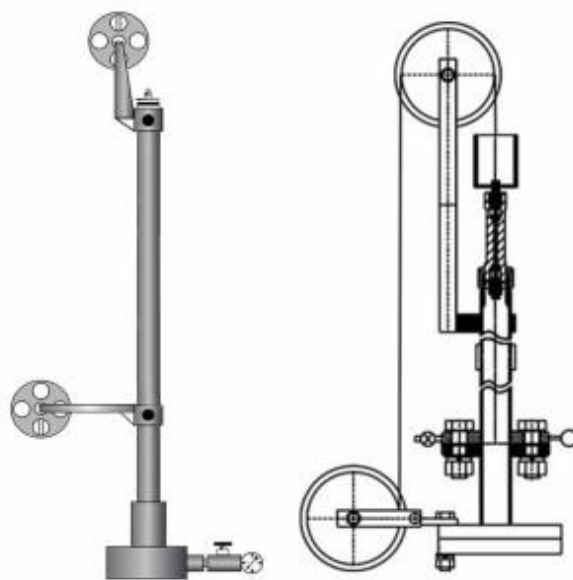


Рисунок 17 – Скважинный лубрикатор

Механизм депарафинизации нефтяной скважины МДС-010 «Лебедка Сулейманова»

Механизм депарафинизации нефтяной скважины МДС-010 «Лебедка Сулейманова»

Модульный длинный скребок (МДС) разработан для очистки внутренних поверхностей НКТ от асфальто-парафиновых отложений в скважинах, где используются электроцентробежные насосы, с целью предупреждения образования парафиновых пробок. МДС имеет конструкцию, состоящую из мотор-редуктора, барабана для проволоки, системы контроля натяжения проволоки, стойки для монтажа на верхней части лубрикатора и контроллера системы управления. Это позволяет использовать скребок как в полуавтоматическом

(ручном) режиме, так и в автоматическом режиме в соответствии с программой. Скребок, подвешенный на проволоке, опускается в скважину на определенную глубину с вращающимся барабаном. После этого скребок поднимается вверх, удаляя асфальто-парафиновые отложения с внутренних стенок НКТ. Работа лебедки может быть как периодической, так и непрерывной, и она обеспечивает безопасность и эффективность работы электроцентробежных насосов в скважинах. Установка обеспечивает постоянную поддержку оптимального уровня дебита скважины. Период и глубина очистки скважины зависят от особенностей конкретного месторождения и регулируются соответствующим образом. Телеметрическая передача информации о работе механизма на центральный диспетчерский пульт и автоматическое отключение работы при остановке ЭЦН также предусмотрены.



Рисунок 18 – МДС «Лебедка Сулейманова»

Установка обеспечивает постоянную поддержку оптимального уровня дебита скважины. Период и глубина очистки скважины зависят от особенностей конкретного месторождения и регулируются соответствующим образом.

Телеметрическая передача информации о работе механизма на центральный диспетчерский пульт и автоматическое отключение работы при остановке ЭЦН также предусмотрены.

Станция управления работой «Лебедки Сулейманова» позволяет эксплуатировать ее в полностью автоматическом режиме. Допускается работа в полуавтоматическом (ручном) режиме.

Также, для очистки скважины, можно использовать скребок в сочетании с агрегатом для исследования скважин - АИС-1. Главное предназначение АИС-1 состоит в исследовании скважин при помощи погружных инструментов. Для очистки НКТ от АСПО, шаблон с фрезой спускается вместо инструментов. Съезд и подъем механического скребка осуществляется лебедочным оборудованием, которое оборудовано гидравлическим приводом и установлено в кузове агрегата.

#### **2.4.2.3 Химический метод**

К химическим методом борьбы с отложениями парафина в скважинах относится применение растворителей. Его объем зависит от количества парафина и его растворимости в растворителе при определенной средней температуре в скважине. Для увеличения эффективности использования растворителей и растворов, содержащих поверхностно-активные вещества (ПАВ), необходимо обеспечить повышенную температуру. Часто химические методы очистки парафиновых отложений сочетают с тепловыми и механическими методами, что обеспечивает наилучший технологический и экономический результат, быстро и полностью удаляя отложения смолы и парафина. Однако выбор химикатов для борьбы с асфальто-парафиновыми отложениями должен основываться на экспериментальных исследованиях в каждом конкретном случае.

Использование углеводородных растворителей (нафтеновые растворители: нефрасы, ароматические углеводороды, нефтяные дистилляты, газовый бензин и др.) и моющих составов на водной основе с добавлением ПАВ. Данный вид борьбы с АСПО относится к наиболее дорогостоящим и рекомендуется к применению в экономически обоснованных случаях. Методы борьбы для скважин,

оборудованных штанговыми глубинными насосами Рассмотренная методика подходит для скважин, эксплуатирующихся установками электроприводного центробежного насоса (УЭЦН), и фонтанирующих скважин [59].

Добавление поверхностно-активных веществ к углеводородным растворителям может повысить эффективность метода ASP (щелочной-поверхностно-активный-полимер), используемого для удаления остаточной нефти из месторождений. Поверхностно-активные вещества улучшают диспергирующие свойства растворителей за счет увеличения их поверхностной активности, предотвращая отложение парафина и сохраняя его взвешенным в потоке нефти. В качестве ПАВ могут использоваться различные соединения, такие как неионные ПАВ, сульфаты, амины и синтетические жирные кислоты. Реагент ОР-7, являющийся ПАВ, хорошо растворим в воде, образует стабильные растворы с минеральными кислотами и обладает эмульгирующими свойствами. Реагент ML-72 содержит сульфонол (75%), сульфонат (25%) и смачивающее вещество (5%) и требует времени экспозиции в течение 48-60 часов. Эти реагенты не являются токсичными [60].

При контакте углеводородных растворителей с АСПО молекулы растворителя в основном взаимодействуют с компонентами АСПО на границе фаз, так как вероятность проникновения молекул растворителя внутрь АСПО невелика. Следовательно, скорость растворения АСПО зависит от физико-химического взаимодействия компонентов АСПО с растворителем и диффузии продуктов с поверхности отложений в раствор. Соотношение скоростей этих микростадий определяет кинетический или диффузионный режим процесса растворения, при этом скорость растворения АСПО лимитируется скоростью, проходящей медленнее всего. При этом граница между областями переходной зоны неточно определена, так как они перекрываются, и скорости микростадий в этих областях сопоставимы [61].

Для эффективного удаления АСПО необходимо индивидуально подбирать растворитель для каждой нефти. Для достижения этой цели используются

специальные устройства, через которые реагенты направляются для удаления АСПО. Время контакта растворителя с АСПО может варьироваться от нескольких часов до более чем суток. Применение качественных растворителей позволяет значительно увеличить межремонтный пробег оборудования. Для эффективной борьбы с АСПО необходимо правильно дозировать химические реагенты при закачке их в скважину. Для этого можно использовать (ПСК), который обеспечивает точное дозирование ингибиторов и растворителей осадков.



Рисунок 19 – Погружной скважинный контейнер

Сначала в скважину спускают контейнер, за ним следует фильтр, затем устанавливается насосное оборудование и колонна НКТ. Установка контейнера возможна при различных способах добычи нефти, таких как ШГН, ЭЦН, а также фонтанный способ добычи.

При эксплуатации контейнер должен находиться выше интервала перфорации и ниже проблемной зоны. После спуска ГНО, включая контейнер, в работу добываемые флюиды омывают контейнер, из которого постепенно растворяющийся реагент выносится вместе с добытой нефтью. Таким образом, происходит само дозировка реагента.

Важно отметить, что наличие контейнера с реагентом в скважине не мешает проведению общепринятых обработок растворителями или тепловым методом. Регулируемые системы дозирования ограничивают скорость вымывания реагента в зависимости от параметров работы скважины.

На рисунке представлена схема установки ПСК в скважине

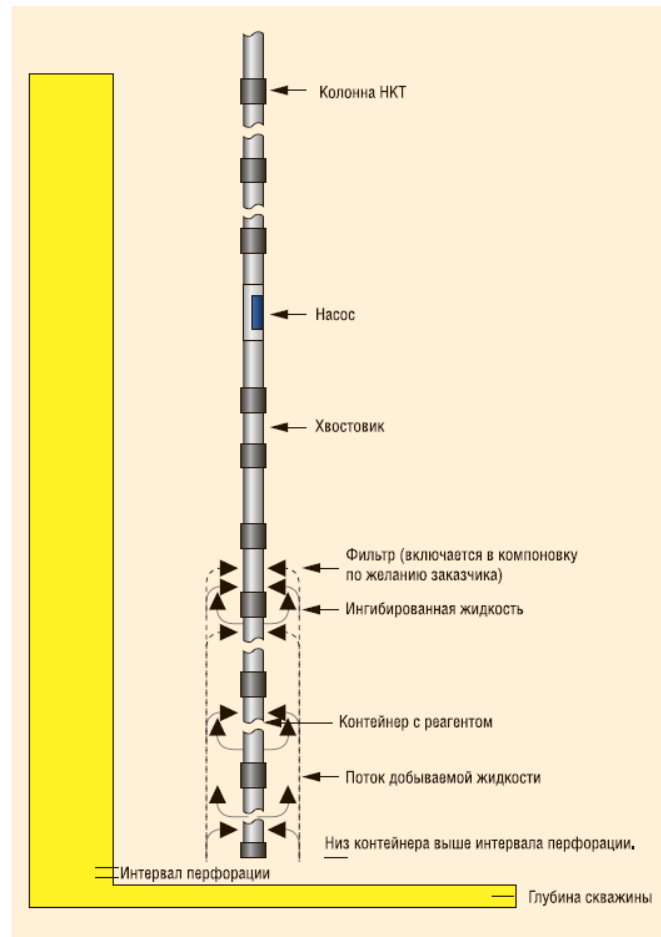


Рисунок 20 – Схема размещения ПСК в скважинах

# **3                      РАСЧЕТ                      МЕСТА                      ОТЛОЖЕНИЯ** **АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ**

## **3.1 Расчет места отложения парафинов в скважине**

Таблица 7 – Исходные данные для расчета

Параметры	Обозначение	Значение
Пластовая температура, °С	$T_{пл}$	115
Температура нейтрального слоя, °С	$T_{н.с}$	4
Глубина нейтрального слоя, м	$L_{н.с}$	15
Геотермический градиент, °С/м	$\Gamma_T$	0,02
Глубина скважины, м	$L_{ск}$	3000
Условный диаметр НКТ, м	$D$	0,073
Коэффициент теплоемкости продукции скважины, Дж/(кг·°С)	$C$	1450
Коэффициент теплопередачи, Вт/(м <sup>2</sup> ·°С)	$K_s$	3,9
Дебит скважины массовый, кг/с	$M$	0,6
Температура кристаллизации сепарированной нефти, °С	$T_{кр}^{сеп}$	49
Давление в скважине, МПа	$P$	см. табл. 3.2
Содержание растворенного газа, м <sup>3</sup> /т	$\Gamma_f$	-
Давление насыщения, Мпа	$P_{нас}$	28,6
Газонасыщенность нефти, м <sup>3</sup> /т	$\Gamma_{ом}$	403,7
Плотность дегазированной нефти, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{i\bar{d}}$	804,0
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_g$	1,021
Содержание в газе азота, %	$Y_a$	0,999
Содержание метана в газе	$Y_m$	70,63

Таблица 8 – Распределение температуры потока по скважине НКТ 0,073м

Параметры	Глубина $L_{скв}$ , м								
	5	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000
Давление $P$ , МПа	10,35	10,65	11,27	11,86	12,45	13,06	13,62	14,18	14,78

1. Температура окружающей среды на забое скважины:

$$T_{о.с.}^{пл} = T_{нс} + \Gamma_T \cdot L_{скв}$$

Где  $T_{о.с.}^{пл}$  – температура окружающей среды на забое скважины, °С;



$T_{\text{нс}}$  – температура нейтрального слоя, °С;

$\Gamma_T$  – геотермический градиент, °С;

$L_{\text{скв}}$  – глубина скважины, м.

$$T_{\text{о.с.}}^{\text{пл}} = 4 + 0,02 \cdot 3000 = 64$$

2. Рассчитываем температуру потока в скважине:

$$T = T_{\text{о.с.}}^{\text{пл}} - \Gamma_T \cdot (L_{\text{скв}} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left( T_{\text{нач}} - T_{\text{о.с.}}^{\text{пл}} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \left( - \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} \cdot (L_{\text{скв}} - L) \right)$$

Где  $T_{\text{о.с.}}^{\text{пл}}$  – температура окружающей среды на забое скважины, °С;

$T_{\text{нс}}$  – температура нейтрального слоя, °С;

$\Gamma_T$  – геотермический градиент, °С;

$L_{\text{скв}}$  – глубина скважины, м;

$C$  – коэффициент теплоемкости продукции скважины, Дж/(кг·°С);

$M$  – массовый дебит скважины, кг/с;

$D$  – условный диаметр НКТ, м;

$K$  – коэффициент теплопередачи, Вт/(м<sup>2</sup>·°С).

$$T_{\text{нач}} = T_{\text{пл}} = 115 \text{ °С};$$

1-ая точка  $L=L_{\text{скв}}=3000$  м.

$$T = 64 - 0,02 \cdot (3000 - 3000) + \frac{0,02 \cdot 1450 \cdot 0,6}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,9} + \left( 115 - 64 - \frac{0,02 \cdot 1450 \cdot 0,6}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,9} \right) \cdot \exp \left( - \frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3}{1450 \cdot 0,6} \cdot (3000 - 3000) \right) = 115$$

я

Остальные точки рассчитываем

аналогично.

Результаты

сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Распределение температуры потока по скважине

Параметры	Глубина $L_{\text{скв}}$ , м								
	5	200	600	1000	1400	1800	2200	22600	3000
Температура потока $T$ , °С.	24,91	29,24	38,14	47,5	57,56	68,65	81,33	96,37	115

3. Вычисляем давление насыщения нефти газом при температуре потока

$$P_{\text{наст}} = P_{\text{нас}} + \frac{t - t_{\text{пл}}}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{\text{ом}}(\gamma_{\text{м}} - 0,8\gamma_{\text{а}})}}$$

где  $P_{\text{нас}}$  – давления насыщения, МПа;

$t$  – температура потока, °С;

$t_{\text{пл}}$  – пластовая температура, °С;

$\Gamma_{\text{ом}}$  – газонасыщенность

нефти, м³/т;  $\gamma_{\text{м}}$  – содержание

метана в газе, %;

$\gamma_{\text{а}}$  – содержание азота в газе, %.

$$P_{\text{наст}} = 28,6 + \frac{115 - 115}{9,157 + \frac{701,8}{403,7(0,7063 - 0,8 \cdot 0,00966)}} = 28,6$$

Остальные значения вычисляются аналогично. Данные расчета приведены в таблице 10.

4. Рассчитываем объем выделившегося из нефти газа:

$$\left(\frac{G_{\text{ом}i}}{\Gamma_{\text{ом}}}\right) = 1 - \left(\frac{p_i - 0,1}{p_{\text{нас}} - 0,1}\right)^f; G_{\text{ом}i} = \Gamma_{\text{ом}} \left(1 - \left(\frac{p_i - 0,1}{p_{\text{нас}} - 0,1}\right)^f\right)$$

$$f = 0,32 + 1/(\gamma_{\text{а}}^2 + 1,567)$$

$$f = 0,32 + \frac{1}{0,00966^2 + 1,567} = 0,958$$

$$G_{\text{ом}i} = 403,7 * \left(1 - \left(\frac{28,6 - 0,1}{28,6 - 0,1}\right)^{0,958}\right) = 0 \frac{\text{м}^3}{\text{т}}$$

Остальные значения вычисляются аналогично. Данные расчета приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Суммирующие данные по скважин

Параметры	Глубина L <sub>скв</sub> , м								
	0	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000
Давление насыщения нефти газом Р <sub>наст</sub> , МПа	20,86	21,24	22	22,8	23,67	24,62	25,71	7	8,6
Объем выделившегося из нефти газа G <sub>омі</sub> , м <sup>3</sup> /т	105,46	100,36	89,88	78,88	67,08	54,08	39,26	1,7	0

5. Рассчитываем количество растворенного газа:

$$\Gamma_{\phi} = \Gamma_{\text{ом}} - G_{\text{омі}}$$

Точка 1. L=3000 м

$$\Gamma_{\phi} = 403,7 - 0 = 403,7 \text{ МПа}$$

Таблица 11 – количество растворенного газа

Параметры	Глубина L <sub>скв</sub> , м								
	0	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000
Количество растворенного газа Г <sub>ф</sub> , м <sup>3</sup> /т	298,24	303,34	313,82	324,82	336,62	349,62	364,44	382	403,7

6. Расчет температуры кристаллизации парафина в скважине:

$$T_{\text{кр}} = T_{\text{кр}}^{\text{сеп}} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi}$$

Точка 1. Температура кристаллизации на забое скважины при L=3000 м для соответствующих этой глубине значений P и Г<sub>ф</sub>.

$$T_{\text{кр}} = 49 + 0,2 \cdot 14,78 - 0,1 \cdot 403,7 = 115$$

Таблица 12 – Температура кристаллизации парафина

Параметры	Глубина L <sub>скв</sub> , м								
	5	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000
Температура кристаллизации T <sub>кр</sub> , °С.	21,25	20,8	19,87	18,89	17,83	16,65	15,28	13,64	11,59

7. Рассчитываем температуру окружающей среды

$$T_{o.c.} = T_{nc} + \Gamma_T \cdot L_{скв}$$

Точка 1.  $L=3000$  м

$$T_{o.c.} = 4 + 0,02 \cdot 3000 = 64$$

Остальные точки по аналогии. Результаты расчета приведены в таблице 13

Таблица 13 – Температура окружающей среды

Параметры	Глубина $L_{скв}$ , м								
	5	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000
Температура окружающей среды $T_{o.c.}$ , °C.	4	8	16	24	32	40	48	56	64

Сведем температуры потока, кристаллизации парафина и окружающей среды в одну таблицу.

Таблица 14 – Сводная таблица температур

Параметры	Глубина $L_{скв}$ , м								
	0	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000
Температура потока $T$ , °C.	24,91	29,24	38,14	47,5	57,56	68,65	81,33	96,37	115
Температура кристаллизации $T_{кр}$ , °C.	21,25	20,8	19,87	18,89	17,83	16,65	15,28	13,64	11,59
Температура окружающей среды $T_{o.c.}$ , °C.	4	8	16	24	32	40	48	56	64

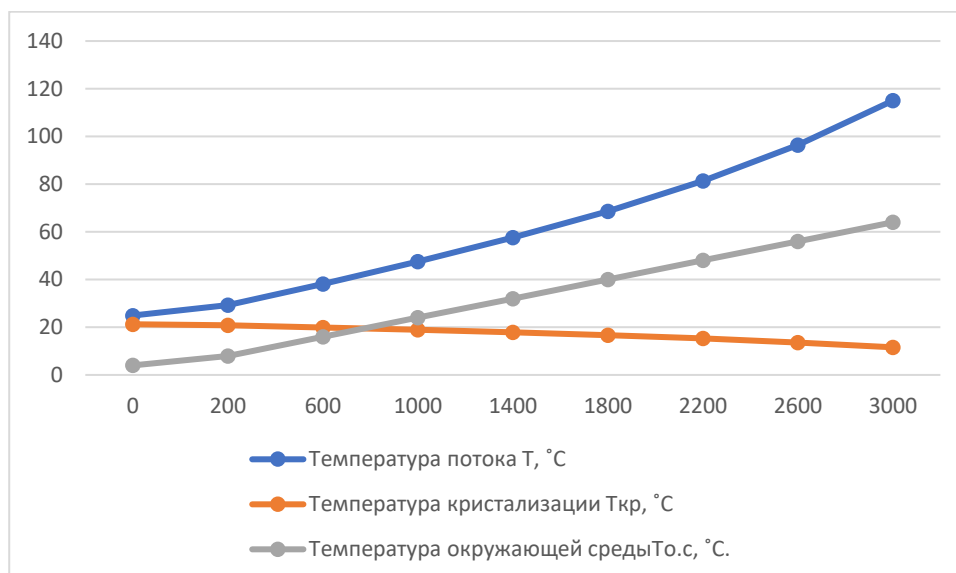


Рисунок 21 – Распределение температуры потока нефти, кристаллизации парафина и окружающей среды в скважине с диаметром НКТ 73 мм

Вывод: Можно сделать вывод, что при диаметре НКТ 73 мм в скважине парафин не откладывается.

Далее, аналогично рассчитал влияние условного диаметра НКТ на выпадение парафина в скважине. При диаметре НКТ 60 мм результаты приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Сводная таблица температур при D=60 мм

Параметры	Глубина Lскв, м								
	0	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000
Температура потока Т, °C.	37,6	42,06	51,04	60,3	69,94	80,06	90,81	102,37	115
Температура кристаллизации Ткр, °C.	19,74	19,29	18,36	17,39	16,38	15,32	14,17	12,94	11,59
Температура окружающей среды То.с., °C.	4	8	16	24	32	40	48	56	64

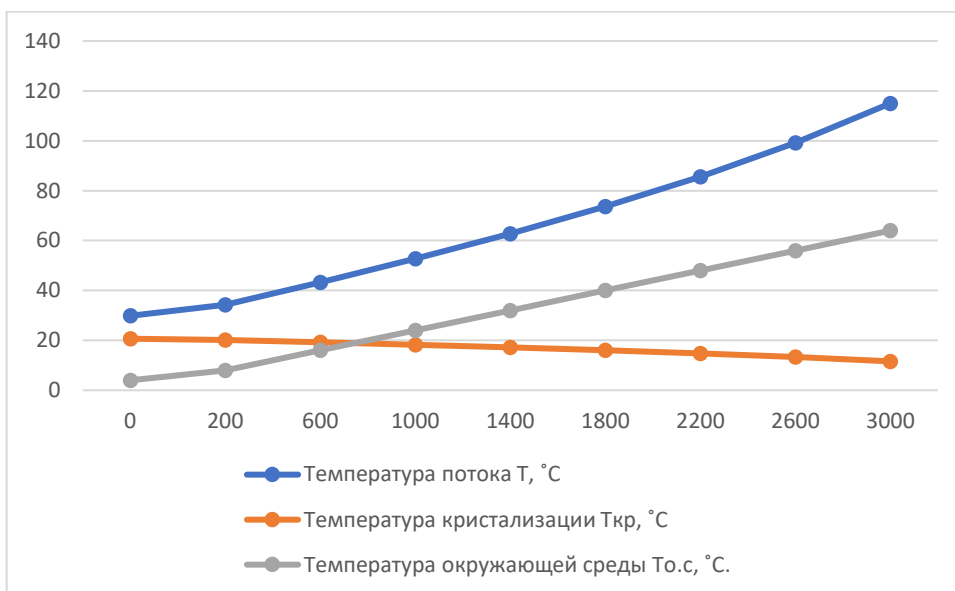


Рисунок 22 – Распределение температуры потока нефти, кристаллизации парафина и окружающей среды в скважине с диаметром НКТ 60 мм

Вывод: Можно сделать вывод, что при диаметре НКТ 60 мм в скважине парафин не откладывается.

Далее, аналогично рассчитал влияние условного диаметра НКТ на выпадение парафина в скважине. При диаметре НКТ 89 мм результаты приведены в таблице 16

Таблица 16 – Сводная таблица температур при D=89 мм

Параметры	Глубина Lскв, м								
	0	200	600	1000	1400	1800	2200	2600	3000
Температура потока Т, °C.	20,78	25,01	33,7	42,83	52,69	63,76	76,83	93,19	115
Температура кристаллизации Ткр, °C.	21,73	21,29	20,4	19,44	18,4	17,22	15,81	14,01	11,59
Температура окружающей среды То.с., °C.	4	8	16	24	32	40	48	56	64

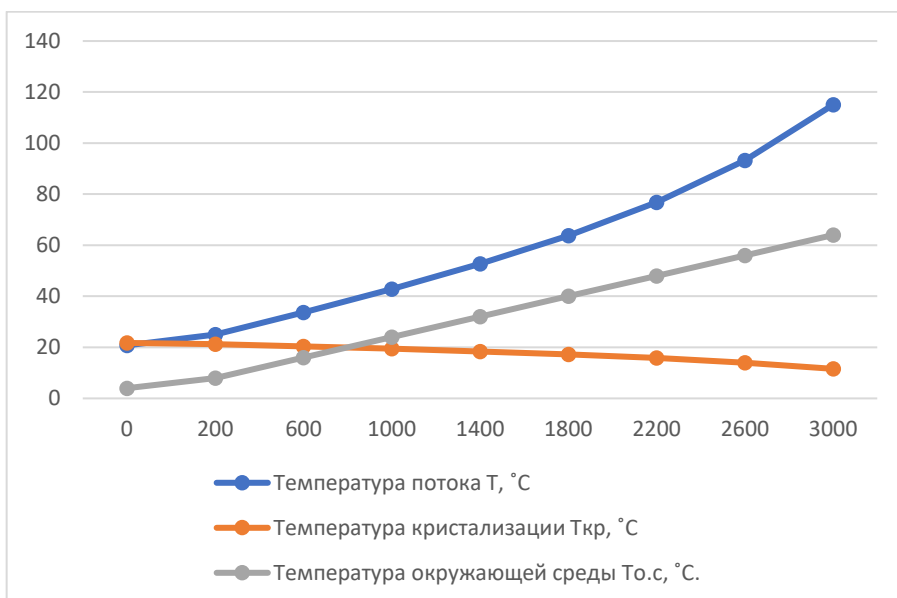


Рисунок 23 – Распределение температуры потока нефти, кристаллизации парафина и окружающей среды в скважине с диаметром НКТ 89 мм

Вывод: Можно сделать вывод, что при диаметре НКТ 89 мм в скважине парафин начинает откладываться на глубине 70,32м.

### 3.2 Расчет места отложения парафинов в выкидной линии

Таблица 17 – Исходные данные

Параметры	Обозначение	Значение
Пластовая температура, °С	$T_{пл}$	115
Температура нейтрального слоя, °С	$T_{нс}$	4
Глубина нейтрального слоя, м	$L_{нс}$	15
Геотермический градиент, °С/м	$\Gamma_t$	0,02
Глубина скважины, м	$L_{ск}$	3000
Диаметр НКТ, м	$D$	0,073
Коэффициент теплоемкости продукции скважины, Дж/(кг·°С)	$C$	1450
Коэффициент теплопередачи, Вт/(м <sup>2</sup> ·°С)	$K_s$	3,9
Дебит скважины, массовый, кг/с	$M$	0,6
Температура окружающей среды на глубине заложения трубопровода, °С	$T_{oc}$	4
Длина трубопровода, м	$L_{тр}$	2000
Диаметр трубопровода, м	$D_{тр}$	0,1
Температура кристаллизации сепарированной нефти, °С	$T_{кр}$	49
Давление в скважине, МПа	$P$	Табл. 2
Содержание растворенного газа в 1 м <sup>3</sup> нефти, нм <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$\Gamma_{ф}$	Табл. 2

Таблица 18 – Распределение давления и газосодержания по глубине скважины

Параметры	Глубина $L_{ск}$ , м								
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600
Давление $P$ , МПа	10,35	10,65	11,27	11,86	12,45	13,06	13,62	14,18	14,78
Количество растворенного газа $\Gamma_{\phi}$ , $\text{м}^3/\text{м}^3$	304,84	311,6	325,38	339,04	352,53	365,8	378,82	391,49	403,7

**Решение:**

1. Определим температуру потока и кристаллизации парафина в скважине.

Температура кристаллизации на забое скважины при  $L=L_{ск}=3000$  м для соответствующих этой глубине значений давления и газового фактора:

$$T_{кр} = T_{кр}^{сеп} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 49 + 0,2 \cdot 14,78 - 0,1 \cdot 403,7 = 11,59^{\circ}\text{C}$$

Для остальных точек – расчет по аналогии, результат заносим в таблицу 3.

2. Найдем температуру окружающей среды на забое скважины.

$$T_{ос}^{пл} = T_{нс} + \Gamma_T \cdot L_{скв} = 4 + 0,02 \cdot 3000 = 64^{\circ}\text{C}$$

3. Рассчитаем температуру потока нефти в скважине. На забое значение имеется, далее применяем формулу:

$$\begin{aligned}
 T = & T_{ос}^{пл} - \Gamma_T \cdot (L_{скв} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left( T_{нач} - T_{ос}^{пл} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \\
 & \cdot \exp \left( - \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} \cdot (L_{скв} - L) \right) = \\
 & 64 - 0,02 \cdot (3000 - 3000) + \frac{0,02 \cdot 1450 \cdot 0,6}{\pi \cdot 0,073 \cdot 3,9} \\
 & + \left( 115 - 94 - \frac{0,02 \cdot 1450 \cdot 0,6}{\pi \cdot 0,073 \cdot 3,9} \right) \\
 & \cdot \exp \left( - \frac{\pi \cdot 0,73 \cdot 3,9}{1450 \cdot 0,6} \cdot (3000 - 3000) \right) \\
 & = 115^{\circ}\text{C}
 \end{aligned}$$



Остальные точки рассчитываются по аналогии. Результаты приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Сводные данные по скважине

Параметры	Глубина L <sub>ск</sub> , м								
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600
Температура кристаллизации Т <sub>кр</sub> , °С	21,25	20,8	19,87	18,89	17,83	16,65	15,28	13,64	11,59
Температура окружающей среды Т <sub>ос</sub> , °С	4	8	16	24	32	40	48	56	64
Температура потока Т, °С	24,91	29,24	38,14	47,5	57,56	68,65	81,33	96,37	115

4. Сравнение Т<sub>кр</sub> и Т показывает, что в скважине по всей глубине от забоя до устья выполняется условие Т > Т<sub>кр</sub>. Следовательно, в скважине не происходит выпадения парафина.

5. Так как по условию в трубопроводе давление и газовый фактор постоянны, то и величина температуры кристаллизации тоже постоянна по всей длине и равна температуре кристаллизации, рассчитанной для L=0, т.е. для устья скважины Т<sub>кр</sub> = 21,25 °С.

4. Температура окружающей среды для трубопровода Т<sub>ос</sub> = 4 °С.

7. Начальная температура потока в трубопроводе равна температуре на устье скважины: Т<sub>нач</sub> = 43,58 °С.

8. Координаты начала кристаллизации парафина в трубопроводе находят из условия равенства температуры потока температуре кристаллизации:

$$X_{кр} = \frac{C \cdot M}{\pi \cdot D_{тр} \cdot K} \cdot \ln \frac{T_{нач} - T_{о.с.}}{T_{кр} - T_{о.с.}} =$$

$$\frac{1450 \cdot 0,6}{\pi \cdot 0,1 \cdot 3,9} \cdot \ln \frac{24,91 - 0}{21,25 - 0} = 164,09 \text{ м}$$

9. Распределение температуры нефти  $T$ , температуры кристаллизации парафина  $T_{кр}$ , температуры окружающей среды  $T_{oc}$  в скважине и трубопроводе представлено на рисунке 1:

10. Основываясь на уравнении Шухова определим распределение температуры потока по длине трубопровода:

$$t = T_{o.c.} + (T_{нач} - T_{o.c.}) \cdot e^{-\frac{K\pi D_{тр}x}{MC}}.$$

Таблица 20 – Сводные данные по трубопроводу

Параметры	Расстояние от устья скважины, $L_{тр}$ , м										
	2000	1800	1600	1400	1200	1000	800	600	400	200	0
Температура кристаллизации и $T_{кр}$ , °C	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59	20,59
Температура потока $T$ , °C	5,25	5,66	6,20	6,91	7,86	9,11	10,77	12,98	15,90	19,77	24,90

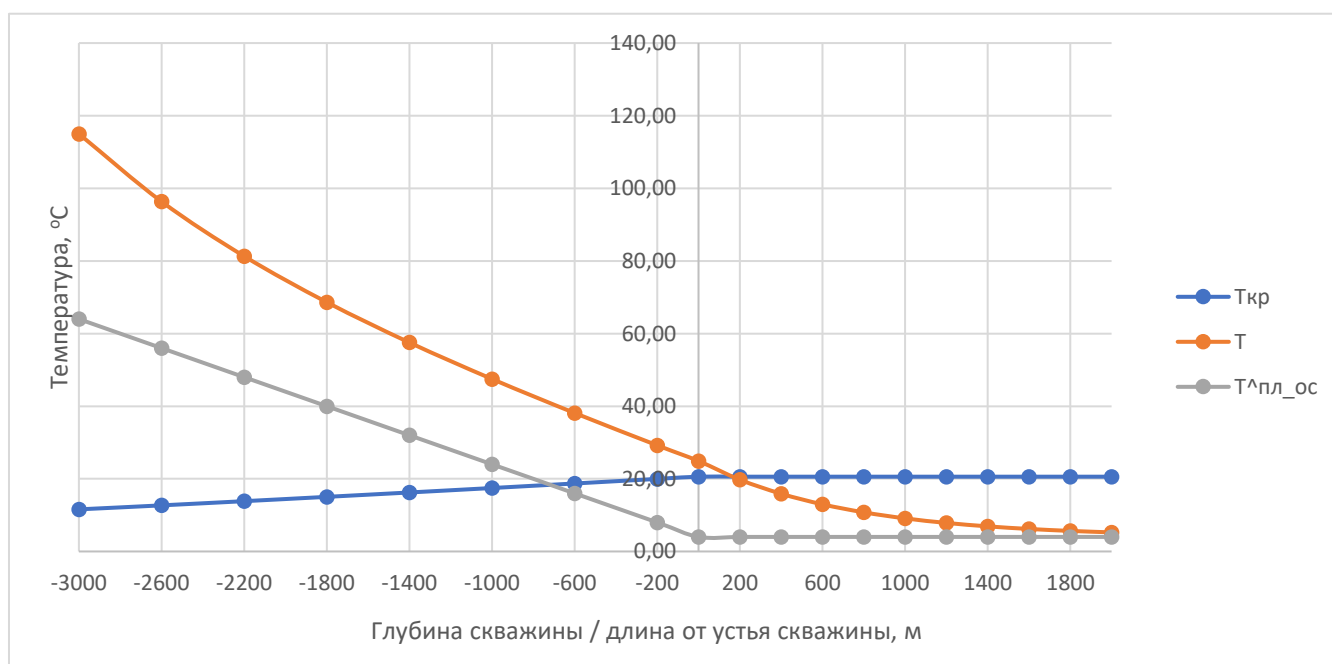


Рисунок 24 – Распределение температуры нефти, начала кристаллизации парафина и окружающей среды в скважине и трубопроводе

**Вывод:** Было утановленно, что место образования парафинов – трубопровод, т.к. только в нем температура потока достигает температуры кристаллизации

парафинов. Координаты начала кристаллизации парафина в трубопроводе из условия равенства температуры потока температуре кристаллизации, равна 164,09 м от устья скважины. Значения координаты точки начала кристаллизации парафина совпадают с расчетным и графическим.

Далее, аналогично рассчитал влияние условного диаметра НКТ на выпадение парафина в трубопроводе. При диаметре НКТ 60 мм результаты приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Сводная таблица температур при D=60 мм

Параметры	Расстояние от устья скважины, $L_{тр}$ , м										
	2000	1800	1600	1400	1200	1000	800	600	400	200	0
Температура кристаллизации $T_{кр}$ , °C	19,74	19,74	19,74	19,74	19,74	19,74	19,74	19,74	19,74	19,74	19,74
Температура потока $T$ , °C	6,02	6,67	7,54	8,69	10,22	12,25	14,93	18,48	23,20	29,44	37,72

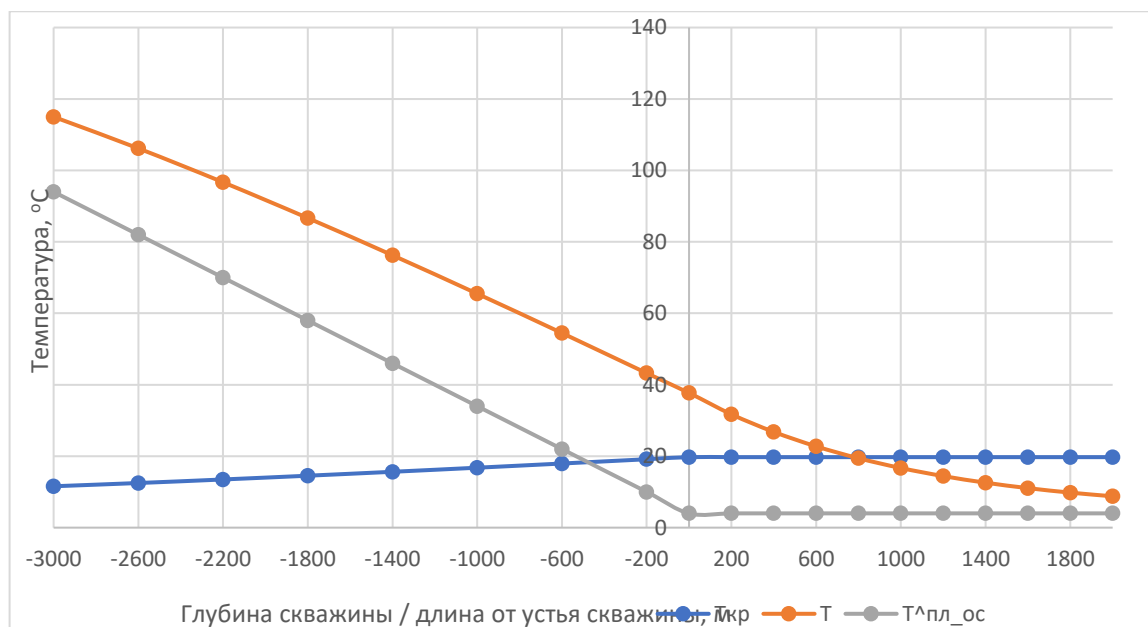


Рисунок 25 – Распределение температуры нефти, начала кристаллизации парафина и окружающей среды в скважине и трубопроводе при диаметре НКТ 60мм

**Вывод:** Было установлено, что место образования парафинов – трубопровод, т.к. только в нем температура потока достигает температуры кристаллизации парафинов. Координаты

начала кристаллизации парафина в трубопроводе из условия равенства температуры потока температуре кристаллизации, равна 541,04 м от устья скважины. Значения координаты точки начала кристаллизации парафина совпадают с расчетным и графическим.

### **3.3 Эффективность применения скребков на месторождении X**

На Северо-Останинском месторождении применяются фрезовые скребки для борьбы с АСПО



Рисунок 26 – Скребок фрезовой

Скребок динамический фрезовой СДФ-2-С с одинарными фрезами предназначен для механической очистки внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ) от сложных (твердых, жидких) асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) в процессе добычи нефти электропогружными насосами и фонтанным способом.

Скребок СДФ-2-С подходит для очистки стальных, полимерных и НКТ с покрытием. В зависимости от типа НКТ применяются стальные или полимерные фрезы, которые не повреждают поверхности НКТ с покрытием. В ходе спуска или подъема скребка фреза под действием центробежной силы режет (фрезерует) колонну НКТ.

Для работы скребка СДФ рекомендуется использование оборудования с механизмом защиты от обрыва проволоки: лебедка ЛИС-1, установка депарафинизации скважин УДС, Лебедка Сулейманова, механизм депарафинизации скважин МДСА.

Фрезовой скребок более эффективный для удаления парафина на месторождении Х, так как он предназначен для борьбы с мягкими парафинами(жидкими). Так как парафин образуется ближе к устью скважины, то применение других скребков является не экономически не рентабельным, по причине образования более мягких парафинов(жидких)

### 3.4 Эффективность применения СНПХ ИПГ 11 А на месторождении Х

Ингибиторы для борьбы с АСПО подбирают по условиям эксплуатации.

Так как Томская область находится в зоне низких температур, а СНПХ ИПГ 11 А отличается хорошей работоспособностью при низких температурах, что делает его лучшим выбором для удаления и предотвращения образования АСПО

Для исключения осложнений при транспорте парафинистой нефти используется ингибитор парафиноотложений СНПХ ИПГ-11А. Могут быть применены и другие, например «ХПП-003», «Flexoil» или модификации СНПХ совместного действия.

Таблица 22 - Характеристика ингибитора

№№ п/п	Наименование	Показатель	Примечание
1	Назначение агента	предотвращение <u>парафиногидратоотложений</u> в нефтепромысловом оборудовании в процессе добычи нефти	СНПХ-ИПГ- 11А
2	Рекомендуемая дозировка г/т	180	
3	Агрегатное состояние	Подвижная прозрачная жидкость светло-желтого цвета	
5	Плотность, кг/м3	850	
7	Температура застывания	-35°С	

Достижение высокой эффективной защиты оборудования от парафиноотложений, но на окончательный выбор ингибиторов решающее влияние оказывают их технологические свойства. При выборе ингибитора следует учитывать его физико-химические свойства (вязкость, температура застывания, растворимость, плотность), которые должны позволять применение их в зимних условиях. Кроме того, защищая оборудование от парафиноотложений, ингибиторы должны обладать определенным комплексом и других свойств обеспечивающих их активное использование. Так, химические реагенты, кроме извлекаемых и регенерируемых, в том числе и ингибиторы парафиноотложений, применяемые на КНГКМ в конечном итоге попадают на газоперерабатывающий завод, поэтому важнейшими критериями возможности применения ингибиторов являются их способность:

- Не вызывать вспенивание растворов аминов, гликолей, которые используются в процессе очистки и осушки природного газа;
- Не осложнять ведение технологического процесса;
- Не ухудшать качество газа и конденсата;
- Не повышать устойчивость эмульсий.

На месторождении X, для подачи ингибитора в скважину используют скважинный контейнер. Позволяет эффективно дозировать ингибитор парафиноотложения в необходимых концентрациях, для устранения АСПО,



Рисунок 27 – скважинный контейнер

Снизу оснащен глухой заглушкой, крепится к ЭЦН при помощи переводника.



Рисунок 28 – Переводник

Принцип работы: Добываемые флюиды после запуска скважины начинают омыывать контейнер снаружи частично проникая в него, растворяя ингибитор, то есть происходит самодозировка ингибитора.

Определение оптимального ингибитора парафиноотложения поможет обеспечить стабильное производство и предотвратить нежелательные задержки камер, прекращение работы оборудования и другие негативные последствия эксплуатации. Правильный выбор ингибитора парафиноотложения может также снизить эксплуатационные расходы и улучшить экономические показатели производства.

При выборе ингибитора парафиноотложения необходимо учитывать ряд факторов, таких как химический состав нефти, ее температуру и скорость течения, режим работы оборудования, степень вертикальной и горизонтальной транспортировки нефти, а также особенности конкретной задачи (предотвращение образования отложений парафина, удаление уже образовавшихся отложений, предотвращение аварийных ситуаций).

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б94	Кудушев Адлен Канатович

Школа	ИШПР	Отделение школы	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет сметной стоимости работ на проведение одной скважино-операции по закачке ПОТ
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления во внебюджетные Фонды – 30,4 %; НДС – 20%

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

1. <i>Анализ конкурентных технических решений (НИ)</i>	Проведение SWOT-анализа
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения (НИ)</i>	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта
3. <i>Составление бюджета инженерного проекта</i>	Расчет эксплуатационных затрат
<i>Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности</i>	Определение эффективности проекта

**Перечень графического материала**

1. <i>Оценка конкурентоспособности</i>
2. <i>Матрица SWOT</i>
3. <i>Диаграмма Ганта</i>
4. <i>Бюджет НИ</i>
5. <i>Основные показатели эффективности НИ</i>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ТПУ	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Кудушев Адлен Канатович		



## **4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

Помимо превышения технических параметров над предыдущими разработками необходимо понимать коммерческую привлекательность научного исследования. Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка коммерческого потенциала разработки;
- планирование научно-исследовательской работы;
- расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

Основной целью данного раздела является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Цель работы – повышение эффективности борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Северо-Останинском нефтяном месторождении путем подбора химического реагента (ингибитора),

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

В ходе исследования будут рассматриваться два конкурентных решения:

- ингибитор комплексного действия марки «СНПХ-7215М»;
- ингибитор содержащий карбоксильную группу «Периндоприл-престариум»

Сравнение конкурентных технических решений с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку

эффективности научного исследования и определить направления для ее повышения.

В таблице 23 приведено сравнение разработок-конкурентов и данного НИ. Оценка проводится по 5 балльной шкале, где 1 – самая низкая оценка, а 5 – максимальная.

Таблица 23 – Сравнение конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Вар.1	Вар.2	Вар.1	Вар.2
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
Простота в эксплуатации	0,05	5	5	0,25	0,25
Надежность	0,1	5	5	0,5	0,5
Функциональная мощность	0,2	5	4	1,0	0,8
Стойкость реагента к транспортировке, длительному хранению	0,15	5	3	0,5	0,3
Безопасность	0,2	5	5	1,0	1
Повышение производительности	0,2	5	4	1,0	0,8
Экономические критерии оценки					
Цена сырья	0,1	4	3	0,4	0,3
Итого	1	39	33	4,9	4,15

Под «простотой эксплуатации» имеется в виду то, насколько быстрее и проще проходит применение в действии ингибиторов и сколько людей для этого привлекается.

«Функциональная мощность» показывает возможность применения данных ингибиторов в других целях, например, для борьбы с солеотложением.

Расчет конкурентоспособности, на примере функциональной мощности определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i = 0,2 \cdot 5 = 1,$$

где К – конкурентоспособность проекта,  $B_i$  – вес показателя,  $B_i$  – балл показателя.

Проведенный анализ конкурентных технических методов показал, что первый вариант технического решения является наиболее

предпочтительным и является наиболее эффективным методом борьбы с АСПО.

#### 4.1.2 SWOT-анализ

SWOT-анализ применяют для определения и описания сильных и слабых сторон проекта, выявление возможностей и угроз.

Таблица 24 – SWOT-анализ

Сильные стороны	Слабые стороны
S1. Повышение эффективности производственных процессов; S2. Снижение энергозатрат; S3. Повышение межоперационного периода по удалению АСПО в скважинах; S4. Повышение стойкости скважин к коррозии; S5. Простота в применении.	W1. Сильный химический реагент. При неосторожном обращении возможны отравления и химические ожоги; W2. Серия испытаний перед пуском в постоянное пользование; W3. Ограниченное количество производителей в России.
Возможности	Угрозы
O1. Увеличение спроса на нестандартные виды ингибиторов для удаления АСПО; O2. Увеличение количества оборудования, для которых возможно применение реагента;	T1. Развитая конкуренция между аналогичными производителями; T2. Возможные непредвиденные осложнения на месторождении, вызванные применением реагента; T3. Отсутствие спроса на ингибиторы.

На втором этапе на основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надежность его реализации. Соотношения параметров представлены в таблицах 25–28

Таблица 25 – Связь сильных сторон с возможностями

	S1	S2	S3	S4	S5
O1	+	+	+	+	-
O2	+	-	+	-	+

Таблица 26 – Связь слабых сторон с возможностями

	W1	W2	W3
O1	-	-	+
O2	-	+	-

Таблица 27 – Связь сильных сторон с угрозами

	S1	S2	S3	S4	S5
T1	+	+	+	-	+
T2	-	-	-	-	-
T3	-	-	-	-	-

Таблица 28 – Связь слабых сторон с угрозами

	W1	W2	W3
T1	-	-	+
T2	+	+	-
T3	-	+	+

Таким образом, можно сделать вывод, что проект необходимо развивать, применяя наиболее новые и оптимизированные методы и оборудование, что позволит создать наиболее конкурентоспособную разработку технологии.

## 4.2 Планирование научно-исследовательских работ

### 4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Комплекс предполагаемых работ включает в себя следующие задачи:

- определить структуру работ в рамках исследования;
- определить участников каждой работы;
- установить продолжительность работ;
- построить график проведения отдельных этапов исследования.

Для выполнения данного исследования (проекта) необходимо сформировать рабочую группу, в состав которой входят руководитель и инженер. Для каждой из запланированных работ, необходимо выбрать исполнителя этой работы.

Этапы и содержания работ в рамках научного исследования представлены в таблице 29.

Таблица 29– Список производимых работ и их исполнители

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя
----------------	---	------------------	-----------------------

## Продолжение табоицы 29

Разработка тех. задания	1	Постановка задачи	Руководитель
	2	Разработка и утверждение технического задания	Руководитель Инженер
	3	Календарное планирование работ по проекту	Руководитель Инженер
Выбор направления исследований	4	Выбор направления исследований	Руководитель Инженер
	5	Анализ предметной области (актуальность, цель, назначение, обл-ть применения)	Инженер
	6	Анализ технических требований к ингибиторам «СНПХ»	Инженер
	7	Изучение литературы	Инженер
Проведение экспериментальных работ	8	Подготовка образцов к исследованиям	Инженер
	9	Выполнение и наблюдение за химической реакцией между реагентом и парафином	Руководитель
	10	Проведение исследовательских работ	Инженер
Обобщение и оценка результатов	11	Обработка полученных результатов	Инженер
	12	Визуализация (анализ результатов исследования, выводы по проделанной работе)	Руководитель Инженер
Оформление отчета по работе	13	Составление отчетной документации проекта	Инженер
	14	Сдача проекта	Инженер

### 4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Основная часть стоимости разработки НИ составляется из трудовых затрат, поэтому важно определить трудоемкость работ всех участников разработки проекта.

Несмотря на то, что трудоемкость зависит от трудно учитываемых параметров, т.е. носит вероятностный характер, ее можно определить экспертным путем, в «человеко-днях». Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости  $t_{ожи}$  определяется по формуле:

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

где  $t_{\min i}$  – минимально возможное время выполнения поставленной задачи исполнителем, чел-дн;  $t_{\max i}$  – максимально возможное время выполнения поставленной задачи исполнителем, чел-дн.

На основании расчетов ожидаемой трудоемкости работ, необходимо определить продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ :

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{ч_i},$$

где  $ч_i$  – количество исполнителей, одновременно выполняющих поставленную задачу, чел.

По всем работам результаты расчета продолжительности в рабочих днях представлены в таблице 30.

#### 4.2.3 Разработка графика проведения исследования

Диаграмма Ганта является наиболее удобным и наглядным способом представления графика проведения работ.

Диаграмма Ганта представляет собой отрезки, размещенные на горизонтальной шкале времени. Каждый отрезок соответствует отдельной задаче или подзадаче. Начало, конец и длина отрезка на шкале времени соответствуют началу, концу и длительности задачи.

Для построения графика Ганта, следует, длительность каждой из выполняемых работ из рабочих дней перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki.рук} = T_{pi} \cdot k_{кал},$$

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал},$$

где  $k_{кал}$  – календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{кал.рук} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}},$$

$$k_{кал.инж} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}},$$

где  $T_{кал}$  – общее количество календарных дней в году;  $T_{вых}$  – общее количество выходных дней в году;  $T_{пр}$  – общее количество праздничных дней в году.

Расчет трудоемкости и продолжительности работ, на примере задачи «Составление и утверждение технического задания»:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 4}{5} = 2,8 \text{ чел-дн};$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{ч_i} = \frac{2,8}{1} = 2,8 \text{ раб. дн.}$$

Расчет календарного коэффициента для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$k_{\text{кал.инж}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48.$$

Расчет календарной продолжительности выполнения работы, на примере задачи «Выбор направления исследований»:

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} = 2,4 \cdot 1,48 = 3,55 \approx 4 \text{ кал.дн.}$$

Расчет календарного коэффициента для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$k_{\text{кал.рук}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66 - 14} = 1,28.$$

Расчет календарной продолжительности выполнения работы, на примере задачи «Выбор направления исследований»:

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} = 2,1 \cdot 1,28 = 2,69 \approx 3 \text{ кал.дн.}$$

Все полученные значения в календарных днях округляются до целого числа, а затем сводятся в таблицу 30.

Таблица 30 – Временные показатели проектирования

Название работы	Трудоемкость работ						Длительность работ в рабочих днях, T <sub>pi</sub>		Длительность работ в календарных днях, T <sub>ki</sub>	
	t <sub>min</sub> , чел-дни		t <sub>max</sub> , чел-дни		t <sub>ожі</sub> , чел-дни					
	Рук-ль	Инж-р	Рук-ль	Инж-р	Рук-ль	Инж-р	Рук-ль	Инж-р	Рук-ль	Инж-р
Постановка задачи	1	-	2	-	1,4	-	1,4	-	3	-
Разработка и утверждение технического задания	1	1	4	4	2,2	2,2	1,1	1,1	2	2

Продолжение таблицы 30

Календарное планирование работ по проекту	1	1	3	3	1,8	1,8	0,9	0,9	2	2
Выбор направления исследований	4	4	7	7	5,2	5,2	2,6	2,6	4	4
Анализ предметной области (актуальность, цель, назначение, область применения)	-	3	-	6	-	4,2	-	2,01	-	3
Анализ технических требований к ингибиторам «СНПХ»	-	4	-	7	-	5,2	-	2,6	-	4
Изучение литературы	-	16	-	19	-	17,2	-	17,2	-	26
Подготовка образцов к исследованиям	-	1	-	3	-	1,4	-	1,4	-	2
Выполнение и наблюдение за химической реакцией между реагентом и парафином	4	-	7	-	5,2	-	5,2	-	7	-
Проведение исследовательских работ	7	14	10	17	8,2	15,2	4,1	7,6	10	12
Обработка полученных результатов	-	23	-	26	-	24,2	-	24,2	-	36
Визуализация (анализ результатов исследования, выводы по проделанной работе)	-	5	-	8	-	6,2	-	6,2	-	9
Составление отчетной документации проекта	-	9	-	12	-	10,2	-	10,2	-	15
Сдача проекта	-	1	-	2	-	1,4	-	1,4	-	2
Итого					24	94,4	15,3	77,4	28	117

После расчета и сведения в таблицу временных показателей проектирования, на основе полученной таблицы строится диаграмма Ганта.

Таблица 31 – Диаграмма Ганта



Название работы	Исполнитель	Длительность работ в календарных днях	Продолжительность выполнения работ													
			Февр.		Март			Апр.			Май			Июнь		
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
Постановка задачи	Руководитель	3														
Разработка и утверждение технического задания	Руководитель и инженер	2														
Календарное планирование работ по проекту	Руководитель и инженер	2														
Выбор направления исследований	Руководитель и инженер	4														
Анализ предметной области (актуальность, цель, назначение, обл-ть применения)	инженер	3														
Анализ технических требований к ингибиторам «СНПХ»	инженер	4														
Изучение литературы	Инженер	26														
Подготовка образцов к исследованиям	Инженер	2														

Продолжение таблицы 31

Выполнение инаблюдение за химической реакцией между реагентом и парафином	Руководител ь	7													
Проведение исследовательски хработ	Руководитель иинженер	12													
Обработк а полученны х результатов	Инженер	36													
Визуализаци я(анализ результатов исследовани я,выводы по проделанной работе)	Инженер	9													
Составление отчетной документац иипроекта	Инженер	15													
Сдача проекта	Инженер	2													

Руководитель –



Инженер –



В результате выполнения подраздела был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера.

## 4.3 Бюджет научного исследования

### 4.3.1 Сырье, материалы, покупные изделия

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3 – 5 % от цены). В эту же статью включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов). Результаты по данной статье заносятся в таблицу 32.

Таблица 32 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Гуминовая кислота	л	0,5	230	115
Керосин технический	л	0,5	130	65
Газовый конденсат	л	0,5	500	250
Ингибитор СНПХ-7215М	л	0,5	200	100
Ложки одноразовые	шт.	20	2	40
Сита	шт.	6	20	120
Итого	690			

### 4.3.2 СПЕЦИАЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НАУЧНЫХ (ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ) РАБОТ

Для проведения научно-исследовательской работы требуются следующие виды оборудования: манометры «Манотомь» МП4-У, газоанализатор «Дельта НПП 005 Н», растворитель «Арикон Р-5 А», шланг дозатора «Pharmed SR – 10/50», дозировочный блок ZME-3.

Таблица 33 – Стоимость специального оборудования

Наименование	Срок полезного использования, лет	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Манометры «Манотомь» МП4-У	5	5 шт.	2 500	12 500

### Продолжение таблицы 33

Газоанализатор «Дельта НПП 005 Н»	4	1 шт.	50 000	50 000
Растворитель «Арикон Р-5 А»	1	5 шт.	2 000	10 000
Шланг дозатора «Pharmed SR – 10/50»	3	3 шт.	5 800	17 400
Дозировочный блок ZME-3	10	1 шт.	11 000	11 000
Итого	100 900			

### Расчет амортизации специального оборудования

Расчёт амортизации производится на находящееся в использовании оборудование, стоимостью более 40 тыс. руб. В итоговую стоимость проекта входят отчисления на амортизацию за время использования оборудования в статье накладных расходов.

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации:

$$H_A = \frac{1}{n},$$

где n – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация:

$$A = \frac{H_A \cdot I}{12} \cdot m,$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.; m – время использования, мес.

Общую сумму амортизационных отчислений находим следующим образом:

Газоанализатор «Дельта НПП 005 Н»:

$$A = \frac{H_A \cdot I}{12} \cdot m = \frac{0,25 \cdot 50\,000}{12} \cdot 3 = 3\,125 \text{ руб.}$$

Суммарные затраты амортизационных отчислений:

$$A = 3\,125 \text{ руб.}$$

### 4.3.3 Основная заработная плата

Основная заработная плата  $Z_{\text{осн}}$  одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p,$$

где  $Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата, руб.;  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн. (таблица 34).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{76\,635 \cdot 10,4}{251} = 3175,3 \text{ руб}$$

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{37\,440 \cdot 10,4}{251} = 1551,3 \text{ руб}$$

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

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

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

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

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

Таблица 34 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	66	66
- выходные дни		
- праздничные дни		
Потери рабочего времени	48	48
- отпуск		
- невыходы по болезни		

#### Продолжение таблицы 34

Действительный годовой фонд рабочего времени	251	251
--	-----	-----

Должностной оклад работника за месяц:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}$$

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

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

$k_{\text{д}}$  – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от  $З_{\text{тс}}$ );

$k_{\text{р}}$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Для руководителя:

$$З_{\text{м}} = 39\,300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 76\,635 \text{ руб.}$$

Для инженера:

$$З_{\text{м}} = 19\,200 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 37\,440 \text{ руб.}$$

Таблица 35 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители	$З_{\text{оклад, руб.}}$	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$З_{\text{м, руб}}$	$З_{\text{дн, руб}}$	$T_{\text{р, раб. дн.}}$	$З_{\text{осн, руб.}}$
Руководитель	39 300	30%	20%	30%	76 635	3 175,3	15,3	48 503,17
Инженер	19 200	30%	20%	30%	37 440	1 551,3	77,4	120 070,62
Итого								16873,79

#### 4.3.4 Дополнительная заработная плата

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

Для руководителя:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 48503,17 = 7275,5 \text{руб}$$

Для инженера:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 120070,62 = 18010,6 \text{руб}$$

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

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

Для руководителя:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (48503,17 + 7275,5) = 16733,6 \text{ руб}$$

Для инженера:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (120070,62 + 18010,6) = 41\,424,4 \text{ руб}$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

#### 4.3.6 Накладные расходы

Накладными расходами учитываются прочие затраты организации, такие как: печать и ксерокопирование проектировочных документов, оплата услуг связи.

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 6) \cdot k_{\text{нр}}$$

$k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,16.

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется калькуляция плановой себестоимости НИ по форме, приведенной в таблице 36.

Таблица 36 – Группировка затрат по статьям

№	Наименование статьи	Сумма, руб.	
		Текущий проект	Примечание
1	Материальные затраты НИР	690	Пункт 4.3.1
2	Затраты на специальное оборудование	54 025	Пункт 4.3.2
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	153 611,28	Пункт 4.3.3

#### Продолжение таблицы 36

4	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	23 041,7	Пункт 4.3.4
5	Отчисления во внебюджетные фонды	52 995,9	Пункт 4.3.5
6	Накладные расходы	45 498,22	Пункт 4.3.6
Бюджет затрат НИР		329 862,1	Сумма ст. 1- 6

### 4.4 Определение ресурсоэффективности исследования

Для определения эффективности исследования рассчитан интегральный показатель эффективности научного исследования путем определения интегральных показателей финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

#### 4.4.1 Интегральный показатель финансовой эффективности

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

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

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

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

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

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}1} = \frac{\Phi_{p1}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{329\,862,1}{389\,237,3} = 0,84$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}2} = \frac{\Phi_{p1}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{389\,237,3}{389\,237,3} = 1$$

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).



#### 4.4.2 Интегральный показатель ресурсоэффективности

В данном разделе необходимо произвести оценку ресурсоэффективности проекта, определяемую посредством расчета интегрального критерия, по следующей формуле:

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

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;  $a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;  $b_i$  – балльная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 37 – Сравнительная оценка характеристик проекта

<b>Объект исследования</b> <b>Критерии</b>	<b>Весовой коэффициент</b> <b><math>a_i</math></b>	<b>Вариант 1</b>	<b>Вариант 2</b>
1. Простота в эксплуатации	0,2	5	5
2. Надежность	0,1	5	5
3. Функциональная мощность	0,2	5	4
4. Повышение производительности	0,3	5	3
5. Безопасность	0,2	5	5
Итого	1	5	4,4

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,2 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 = 5$$

$$I_{p2} = 0,2 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,3 \cdot 3 + 0,2 \cdot 5 = 4,2$$

#### 4.4.3 Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки

Данный показатель определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр.1}}$$

$$I_{\text{исп1}} = \frac{5}{0,84} = 5,95$$

$$I_{\text{исп1}} = \frac{4,2}{1} = 4,2$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных (таблица 38). Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ ):

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

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{5,95}{4,2} = 1,41$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{4,2}{5,95} = 0,71$$

Таблица 38 – Сводная таблица показателей оценки ресурсоэффективности

№	Показатели	Вариант 1	Вариант 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,84	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	5	4,2
3	Интегральный показатель эффективности	5,49	4,2
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,77

В результате выполнения изначально сформулированных целей раздела, можно сделать следующие выводы:

1. Результатом проведенного анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации устройства, как наиболее предпочтительного и рационального, по сравнению с остальными;

2. При проведении планирования был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей. Были определены: общее количество календарных дней для выполнения работы – 127 дней, общее количество календарных дней, в течение которых работал инженер – 117 и общее количество календарных дней, в течение которых работал руководитель - 28;
3. Составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на реализацию проекта, которые составляют 329 862,1руб;
4. По факту оценки эффективности ИР, можно сделать выводы:
  - Значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,84, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной, по сравнению с аналогами;
  - Значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 5, по сравнению с 4,2;
  - Значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 5,92, по сравнению с 4,2, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА**  
**«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
2Б94		Кудушев Адлен Канатович	
<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазовое дело</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	21.03.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

<b>Анализ эффективности способов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями при эксплуатации нефтяного месторождения</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<b>Введение</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p><i>Объект исследования:</i> Кустовые площадки нефтяных месторождений</p> <p><i>Область применения:</i> для выбора метода борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями</p> <p><i>Рабочая зона:</i> производственное помещение/полевые условия</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст.212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда;</li> <li>2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.</li> <li>3. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности</li> </ol>

<p><b>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:</b></p> <p>Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования;</p> <p>—</p>	<p>2.1 Анализ вредных факторов:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;</li> <li>2. Повышенный уровень шума и вибрации;</li> <li>3. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения;</li> <li>4. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды;</li> </ol> <p>2.2 Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1.1. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением</li> <li>2.2. Производственные факторы, связанные с электрическим током;</li> </ol> <p>3.3. Пожаровзрывобезопасность</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации</b></p>	<p>Оценка и анализ влияния выброса в атмосферу загрязняющих веществ по причине не плотности соединений. Влияние воздействия углеводородного сырья и химических реагентов на гидросферу. Оценка влияния на литосферу нефтепродуктов, разлитых на поверхность почв и загрязнения химическими реагентами горизонта грунтовых вод</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации</b></p>	<p>Природного характера (паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы и т.д.)</p> <p>Техногенного характера (разгерметизация трубопроводов; пожары, взрывы и т.д.)</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Кудушев Адлен Канатович		

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Одним из национальных приоритетов для сохранения человеческого капитала является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности, что требует постоянного улучшения и соблюдения условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

В данной работе будут рассматриваться методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями. Данные отложения негативно влияют на объемы добычи из-за того, что они откладываются на стенках труб, сужая тем самым проходной диаметр трубы. Все эти работы по борьбе выполняются непосредственно на месторождении в условиях, приравненных к условиям Крайнего Севера, также на нефтегазовом промысле имеют место быть различные вредные и опасные факторы, поэтому соблюдение техники безопасности и охраны труда крайне важно в данной отрасли.

Рабочее место оператора добычи нефти и газа располагается на кустовых площадках непосредственно вблизи скважины. Рабочая зона представляет собой открытую площадку (куст). В этой зоне располагаются скважины, электрические приборы, компрессорные установки, которые работают под высоким давлением, генераторы, замерные установки и системы контроля и автоматизации, которые включают в себя различные компьютеры.

В данном разделе дипломной работы проведен анализ возможных опасных и вредных факторов при работе оператора добычи нефти и газа. Рассмотрены мероприятия для обеспечения благоприятных, безопасных условий труда и повышения его производительности, а также уделены особые внимания охраны окружающей среды. При разработке раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

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

### **5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Трудовое законодательство РФ должно регулировать отношения между работником и организацией-работодателем. Статья 212 ТК РФ [Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда] обязует работодателя обеспечить безопасными условиями и охраной труда работников, что включает в себя безопасность при работе с оборудованием, сырьем и материалами, а также при выполнении технологических процессов. Продолжительность рабочего дня, согласно трудовому кодексу, составляет до 40 часов в неделю и до 36 часов в неделю для персонала, работающего на местах, где условия труда определены как вредные 3 и 4 степени. Установлено предоставление ежегодного отпуска длительностью 28 календарных дней, а также дополнительного отпуска для работников, выполняющих трудовой договор на местах с опасными или вредными условиями. В течение рабочего дня работнику предоставляется перерыв, не превышающий 2 часа, а также перерыв 30 минут, не включаемый в регламентированное рабочее время.

Для выполнения работ по обслуживанию кустовых площадок и ремонту скважин работник осуществляет деятельность в составе бригады. Операции по добыче нефти относятся к перечню тяжёлых работ персоналом, работающим вахтовым методом, работы которого регулируются Трудовым Кодексом [23]. Вахтовый метод подразумевает работы в условиях крайнего Севера. Работникам, выезжающим в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности: устанавливается районный коэффициент, предусматривающий надбавки к заработной плате; ежегодно предоставляется дополнительный оплачиваемый отпуск 24 дня лицам, выполняющим работы в условиях крайнего севера, 16 дней

– в местностях, приравненный к районам крайнего Севера; социальный

пакет, включающий лечение, медицинское страхование и выплаты в пенсионный фонд. Работники, которые подвержены вредным и опасным условиям труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медосмотры, определяющие их пригодность для выполняемых работ. Трудовым Кодексом [62] установлено обязательное прохождение психиатрического обследования не реже 1 раза в 5 лет для лиц, работающих в условиях, связанных с повышенной опасностью.

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

Компоновка рабочей зоны и допуск бригады к работам производится после получения разрешения оперативного персонала, в управлении которого находится эксплуатационное оборудование. Должны соблюдаться предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочего места, включающие проведение технических мероприятий, направленных на предотвращение воздействия опасных производственных факторов.

Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора. Так как основная рабочая зона оператора - это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, а также правил пожарной безопасности [63].

## **5.1 Производственная безопасность**

Обслуживание и ремонт добывающих скважин в процессе их эксплуатации, а также нефтепромыслового оборудования производит оператор по добычи нефти и газа (ДНГ). Рабочее место оператора представляет собой кустовую площадку, на которой находятся скважины, электрическое оборудование и приборы, компрессорные установки, работающие под высоким давлением, а также генераторы, блоки автоматики и замерные установки. Перечень работ, выполняемых оператором ДНГ:

Оператор ДНГ подвержен воздействию вредных и опасных факторов,



находясь на производственной территории, классификация которых осуществляется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [64] (Таблица 39).

Таблица 39 – Перечень возможных вредных и опасных факторов при выполнении работы на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	+	+	+	Трудовой кодекс – ТКРФ – Глава 18, ст. 109. Специальные перерывы для обогрева и отдыха [26]
2. Повышенный уровень шума и вибрации	-	-	+	ГОСТ 12.1.003-2014 (Шум) [27]; СП 51.13330.2011 (Защита от шума) [28]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ (Вибрация) [29]
3. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения	+	+	+	СП 52.13330.2016 (Естественное и искусственное освещение) [30]
4. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическим и параметрами воздушной среды;	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ (Воздух рабочей зоны) [31]; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ (Вредные вещества) [32]
5. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	-	-	+	ГОСТ 25215-82 (Аппараты высокого давления) [33]

Продолжение таблицы 39

6. Производственные факторы связанные с электрическим током	-	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 (Заземление, зануление) [34]; ГОСТ 12.1.019-2017 (Электробезопасность)[35]
7. Пожаровзрывоопасность веществ	-	+	+	СНиП 2.09.04-87 (Строительные нормы правила) [36]

### 5.1.1 Анализ потенциальных вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия

#### Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций

(ПДК). Предельно - допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м<sup>3</sup>, для природного газа ПДК равно 300 мг/м<sup>3</sup>.

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ: [65] метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м<sup>3</sup>; в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>SH), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокоопасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м<sup>3</sup>:

ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>) – 3 мг/м<sup>3</sup> (2- ой классу опасности);

ПДК сернистого газа (SO<sub>2</sub>) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м<sup>3</sup> (3 класс – умеренно

опасные вредные вещества);

ПДК метанола ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м<sup>3</sup>;

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности (одорант, сероводород, метанол, диэтиленгликоль и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование средств индивидуальной защиты.

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны. Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра2», РПКМ и др.), защитных очках и комбинезонах.

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

Выполнение технологических операций оператором ДНГ производится на рабочем месте, в непосредственной близости которого находятся компрессорные установки и генераторы, обеспечивающие бесперебойную работу оборудования. Постоянными источниками шума являются машины, трансформаторы, механизмы и агрегаты. Источниками вибраций являются генераторы и компрессорные установки.

Беспорядочные звуковые колебания снижают слух и ухудшают работоспособность человека, ослабляют память и внимание, а также нарушают артериальное давление и ритм сердца. Вибрации при выполнении спускоподъемных операций, вызывают нарушения сердечно-сосудистой и нервной систем, появление грыж и ревматизма.

Работающие компрессорные установки рядом с оператором ДНГ создают уровень звукового давления (дБА), которое не превышает допустимые нормы шума, согласно требованиям. Согласно ГОСТ 12.1.003-

2014 [28], предельно допустимый уровень звука, не влияющий на органы слуха, составляет 80 децибел. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 гигиеническая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте 63 Гц [66]. На рабочем месте оператора по добычи нефти и газа уровень вибрации – 30 дБ, что не превышает норму, согласно требованиям.

Устранение повышенного уровня шума производится путём устранения неисправностей работающего технологического оборудования. К индивидуальным средствам защиты от шума согласно СП 51.13330.2016 относятся беруши или вкладыши, наушники и шлемы [67]. Коллективными средствами защиты являются использование звукопоглощающих материалов в конструкциях шумящих механизмов и оборудования, а также организация

режима труда и отдыха рабочих.

Методами защиты от вибрации являются мероприятия по усовершенствованию техники, установка прокладок под работающим оборудованием. К индивидуальным средствам защиты относится использование виброгасящих ковриков, обуви на резиновой подошве, специальных резиновых перчаток, снижающих воздействие вибрации.

Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения в производственном помещении

Оператор по добыче нефти и газа при работе в ночное время суток подвержен получению травм, поэтому объект должен быть освещен. Согласно СП 52.13330.2016 [30] норма освещенности составляет не ниже 10 люксов. При работах на открытых площадках в качестве осветительных приборов применяются прожектора и фонари.

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования

на открытом воздухе в условиях крайнего севера используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления [68]

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С. При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25 °С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С .

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева.

### **Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением**

Аппараты и оборудование, внутри которого давление газа или жидкости превышает атмосферное, относятся к сосудам, работающим под давлением. При выходе из строя регулирующих и предохранительных клапанов, а также превышение максимально допустимого рабочего давления оборудования приводят к его разрушению и нанесению травм работникам, находящимся на кустовой площадке или в помещении.

Осколки оборудования от взрыва могут травмировать работника. Оператор ДНГ подвержен также воздействию вредных и опасных химических веществ, которые при разгерметизации аппаратов могут попасть на работника. Для предупреждения таких ситуаций Приказом Ростехнадзора № 116 от 25.03.2014 г. утверждены «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование,

работающее под избыточным давлением».

Работа компрессорной установки, как аппарата под давлением, регламентируется нормативным документом [69]. Работающие под давлением сосуды выбираются и контролируются согласно ГОСТ Р 25215-82 .

Коллективным средством защиты является оснащение оборудования системами взрывозащиты, устройствами аварийного сброса давления. Для личной защиты персонала, операторы должны костюмы из хлопчатобумажных материалов, комбинированные рукавицы и резиновые сапоги.

### **Производственные факторы, связанные с электрическим током**

Электробезопасность – это система организационных, технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного действия электрического тока, электрической дуги и так далее. ГОСТ 12.1.038- 82 «СББТ. Электробезопасность. Предельные допустимые уровни напряжения прикосновения и токов» устанавливает нормы предельно допустимых для человека значений напряжений прикосновения и токов .

На нефтегазовых объектах возможны следующие причины поражения электрическим током: монтаж и ремонт электроустановок под напряжением; поврежденность изоляции и доступность токоведущих частей; случайные прикосновения к оборванным концам и оголенным проводам, находящимся под напряжением; неисправность или отказ средств индивидуальной защиты. Проходя через организм человека, он вызывает электролитическое (разложение крови), термическое (ожоги), биологическое (раздражение тканей, нарушение кровообращения и дыхания) и механическое воздействие (разрывы кожи, сосудов, судороги, переломы костей). Поэтому важно, чтобы все электрическое оборудование было заземлено.

К средствам индивидуальной защиты на случай электроопасных ситуаций относятся защитные пластиковые каски и очки, изолирующие рукавицы и обувь, а также термостойкие костюмы. Также применяется

защитное заземление.

На кустовых площадках источниками поражения оператора ДНГ электрическим током служат неизолированные токопроводящие части элементов оборудования, металлические конструкции под напряжением. При контакте человека с электрическим током возникают термические ожоги, разложение крови, раздражение тканей, нарушение дыхания и кровообращения, судороги, переломы костей.

Все оборудования, находящееся под напряжением, а также электроинструменты согласно ГОСТ 12.1.030-81 должны иметь заземление и зануление отдельной жилой кабеля с таким же сечением жилы, как и сечение рабочих жил [69].

Мероприятия по защите электрооборудования от пробоя изоляции состоят в установке устройств защитного отключения на приборах и ограничение напряжения до 12-36В при использовании переносных электроприборов, а также освещения.

### **Пожаровзрывоопасность**

Категория производственного объекта и помещений, в которых осуществляются технологические процессы, связанные с выделением горючих газов, легко воспламеняющихся жидкостей с температурой вспышки паров до 28

°С относится к категории Б.

Один из наиболее вероятных опасных факторов на производстве, где имеются горючие, взрывоопасные вещества и источники зажигания, являются пожары и взрывы. Существует нижний предел взрываемости, это концентрации нефтяного газа или паров нефти, ниже которой не происходит взрыв. Предел, выше которого смесь перестает быть взрывоопасной, называется верхним пределом взрываемости. Чем больше для конкретного вещества разница между этими пределами, тем более взрывоопасно вещество [70].

Таблица 40 – Пределы взрываемости веществ

Вещество	Нижний предел взрываемости, %	Верхний предел взрываемости, %
Метан	5,0	15
Бензины	От 0,76 до 1,48	От 4,96 до 8,12
Ацетилен	2,0	81,0
Сероводород	4,3	46
Водород	4,0	75,0
Окись углерода	12,5	74,0

Данный производственный участок относится к категории Б производства по взрывопожарной опасности согласно ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.

Взрывоопасная зона относится ко 2-му классу – это зоны, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования по ГОСТ

12.1.002–84. Степень взрывозащиты электрооборудования относится к уровню взрывозащиты 0, то есть взрывозащищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на виды взрывозащиты, используют искрогасители, взрывонепроницаемую оболочку дополнительную и т. д.) согласно СП 12.13130.2009.

Степень взрывозащиты электрооборудования относится к уровню взрывозащиты 0, то есть взрывозащищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на виды взрывозащиты, используют искрогасители, взрывонепроницаемую оболочку дополнительную и т. д.) согласно СП 12.13130.2009.

К противопожарному инвентарю относят бочки с водой, ящики с песком, ломы, топоры, лопаты, багры, ведра и другие приспособления.



Противопожарный инвентарь окрашивают в красный цвет. Ящики с песком должны рассчитываться на хранение 0,5 м<sup>3</sup> песка, а на складах горючих жидкостей - до 1 м<sup>3</sup>.

Комплект первичных средств тушения пожара собирают на щитах, которые вывешивают на видных и легкодоступных местах.

Значительную роль в обеспечении пожарной безопасности объектов нефтяной промышленности и персонала играет автоматизация взрывопожароопасных технологических процессов, внедрение комплекса мероприятий по противопожарной и противовзрывной защите.

Наиболее частыми причинами пожаров на кустовой площадке являются:

нарушение технологического оборудования и систем; неисправность и нарушение правил эксплуатации электрооборудования, электросетей; разряды статического электричества и грозовые разряды; несоблюдение правил пожарной безопасности.

## **5.2 Экологическая безопасность**

Депарафинизация скважин происходит на стадии эксплуатации месторождения. Техногенному воздействию в процессе борьбы с АСПО подвергаются атмосферный воздух, грунтовые и поверхностные воды, почва.

### **Охрана атмосферного воздуха**

При работах по депарафинизации скважин, добываемая продукция вместе с отложениями выносятся в специальный отстойник. Добытая газожидкостная смесь содержит парафины, смолы, асфальтены и азот. Негерметичность фланцевых соединений, запорной арматуры и уплотнений подвижных соединений насосов, а также работа электродвигателей за счёт дизельной установки являются источниками выбросов вредных веществ в атмосферу.

Мероприятиями по защите от выбросов загрязняющих веществ являются: установка прокладок на фланцевых соединениях оборудования;

соблюдение нормативов выбросов вредных веществ при эксплуатации стационарного оборудования; утилизация добываемого попутного нефтяного газа.

### **Охрана гидросферы**

При эксплуатации месторождения в процессе депарафинизации скважин химическое воздействие на водные объекты может возникнуть за счёт поступления углеводородного сырья и химических реагентов, применяемых для борьбы с АСПО. Также возможен разлив масел и топлива при несоблюдении регламента технического обслуживания дизельных установок.

Для предотвращения попадания углеводородного сырья и сточной воды в водоёмы, необходимо устанавливать в этих местах нефтеловушки, боновые заграждения, а также специальные биологические пруды. Каждый год требований пожаробезопасности при эксплуатации проводится осмотр и ремонт биологических прудов. Сбор нефтепродуктов осуществляется при помощи автоцистерны вакуумным насосом.

### **Охрана литосферы**

Почвы в районе нефтедобычи подвержены негативному воздействию при разливе нефтепродуктов на поверхности, а также химическому загрязнению горизонта грунтовых вод различными группами загрязняющих веществ. Токсичные химические реагенты при попадании в почву способны мигрировать на большие расстояния, а также проникать за пределы участка работ к водозаборным сооружениям. Последствиями загрязнения являются газовые оболочки из углеводородов, которые образуются над поверхностью подземных вод.

При разливе нефти на поверхности земли с возможным попаданием её в водоисточники, она должна быть убрана техническими средствами и утилизирована. На загрязненном участке земли должно быть проведены работы по сбору или нейтрализации загрязнений с последующей

рекультивацией земли. В случае разлива реагентов через соединения трубопроводов необходимо немедленно остановить дальнейшие работы по закачке их в скважину, снизить давление до атмосферного, принять меры по предотвращению утечек реагента, засыпать песком, произвести повторную опрессовку нагнетательных трубопроводов агрегата и возобновить закачку.

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

Чрезвычайные ситуации, согласно ГОСТ Р 22.0.01-2016, при проведении производственных работ могут иметь природный, биологический, социальный, экологический или техногенный характер [71].

При осуществлении работ по депарафинизации скважин на кустовой площадке, возможны 2 вида аварийных и чрезвычайных ситуаций:

1. Природного характера: лесные и торфяные пожары, паводковые наводнения, ураганы, метели, снежные заносы, аномально низкие температуры в зимний период.
2. Техногенного характера: взрывы, пожары, выброс газа и розлив нефтей окружающую среду, загазованность территории, поражение людей продуктами сгорания, порыв технологических трубопроводов, прорыв лишнего объёма закачки в скважину.

Наиболее вероятная аварийная ситуация, которая может возникнуть на кустовых площадках при борьбе с парафиноотложениями, техногенная - розлив горячей нефти из агрегата для депарафинизации скважин (АДПМ), загазованность рабочей зоны, возникновение пожара. Источниками аварии являются разгерметизация ёмкости для хранения горячей нефти в АДПМ, запорной арматуры, фланцевых соединений, а также облом или заклинивание оборудования в скважине, негерметичность межколонного пространства скважины.

Для предотвращения чрезвычайной ситуации необходимо: проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов; размещать потенциально опасные звенья технологической линии в герметичных отсеках

производственного здания; разделять отдельные части технологического оборудования несгораемыми перегородками; предусматривать резервное электропитание для всех звеньев технологической линии; оперативно блокировать работу агрегатов и оборудования при возникновении потенциально опасных аварийных ситуаций; использовать надёжное и современное противовыбросовое оборудование для герметизации устья скважины.

При первых признаках ЧС следует сообщить начальству о произошедшем, остановить все производственные работы, вывести людей из опасной зоны, если есть пострадавшие, то оказать первую помощь. Если произойдет порыв – сбросить давление с участка с порывом, закрыть задвижки на скважине, устранить дефект, вызвать ремонтную бригаду. При пожаре отключить электроэнергию от технологического блока, воспользоваться имеющими средствами пожаротушения для ликвидации пожара.

### **Выводы по разделу**

Таким образом, в данном разделе были рассмотрены правовые вопросы обеспечения безопасности для лиц, работающих на кустовых площадках, приведены организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. Также были проанализированы опасные и вредные производственные факторы, обоснованы мероприятия по их устранению; изучены вопросы, касающиеся влияния работ на экологическую безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Часть российских месторождений находится в поздней стадии разработки, что приводит к увеличению обводненности скважин, снижению пластового давления и сокращению объема добычи нефти. В связи с этим, проблема АСПО становится актуальной, и ее решение является одной из главных задач в условиях трудной добычи и высоких расходов. Для улучшения ситуации возможно увеличение периода очистки скважин от отложений парафина, используя разнообразные методы предотвращения и удаления АСПО.

В данной работе были рассмотрены методы предотвращения и удаления АСПО на примере Северо-Останинского месторождения и проанализирована эффективность применения ингибитора парафиноотложения.

Основной технологией борьбы на Северо-Останинском месторождении является механический скребок и промывка горячей нефтью. Несмотря на довольно высокую эффективность, данные методы несут за собой большие затраты.

Разработка нового метода борьбы с АСПО, который был бы наименее затратным и эффективным на сегодняшний день, остается по-прежнему на повестке дня. Также на Северо-Останинском месторождении широкое применение получили напорно-компенсирующие трубы с полимерным покрытием, которые благодаря гладкой поверхности позволяют увеличить эффективность процесса добычи и сократить расходы на депарафинизацию скребком и тепловую обработку. Несмотря на успешные промысловые испытания, проблема отложения парафина в скважинах остается актуальной и ее решение может потребовать значительных усилий в ближайшие годы.

Несмотря на это, все рассмотренные методы не позволяют свести к минимуму отложения парафина в скважинах, и проблема останется актуальной еще ближайшие несколько лет.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Vargaftik, M. N., & Volkov, B. N. (2013). Properties of hydrocarbons and related compounds. MPG Books Group
2. S. Alimohammadi et al. A comprehensive review of asphaltene deposition in petroleum reservoirs: theory, challenges, and tips Fuel (2019) – URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0016236119303825>
3. K. Gharbi et al. Removal and prevention of asphaltene deposition during oil production: a literature review J. Pet. Sci. Eng. (2017) – URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410517306885>
4. E.F. Ghouloum et al Mitigation of asphaltenes precipitation phenomenon via chemical inhibitors J. Pet. Sci. Eng. (2019) – URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S092041051831180X>
5. A.A. Melendez-Alvarez et al. On the evaluation of the performance of asphaltene dispersants Fuel (2016) – URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S001623611630093X>
6. H. Alrashidi et al. Application of natural fatty acids as asphaltenes solvents with inhibition and dispersion effects: a mechanistic study J. Pet. Sci. Eng. (2019) – URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410518307320>
7. Speight, J. G. (2014). The chemistry and technology of petroleum. CRC press. – URL: <https://www.crcpress.com/The-Chemistry-and-Technology-of-Petroleum-5th-Edition/Speight/p/book/9781466573643>
8. L. Zhang et al. Intermolecular and surface forces at solid/oil/water/gas interfaces in petroleum production/ Journal of colloid and interface science (2019) – URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0021979718313663>
9. "Технология нефти и газа" (авторы Караваев И.А., Шишкин А.В.) и "Структурно-реологические особенности фракций нефти" (автор Омаров Р.Т.) (2008)

10. Mechanisms of paraffin deposition and control" авторов J.S. Buckley и Y. Liu, опубликованную в журнале Journal of Petroleum Science and Engineering (2013) – URL:  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S092041051300114X>
11. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО «НедраБизнесцентр», 2000. – 653 с.
12. А.А. Рахимов, Н.А. Салипов, И.Ф. Ахмадеев. "Проблемы образования асфальтеновых отложений". Очерки по нефтегазовой промышленности, № 6, 2017.
13. Механизмы образования асфальтеносмолопарафиновых отложений в нефтяных скважинах / Н.А. Иванова, С.А. Волкова // Нефтегазовое дело. – 2018. – № 3. – С. 16-20. – URL:[http://ngtp.ru/rub/7/32\\_2018.pdf#page=16](http://ngtp.ru/rub/7/32_2018.pdf#page=16)
14. А.А. Рахимов, Н.А. Салипов, И.Ф. Ахмадеев. "Механизмы образования асфальтеновых отложений и способы их предотвращения". Российский химический журнал, т. LXI, № 3, 2017.  
<https://link.springer.com/article/10.1007/s11176-017-0547-0>
15. Механизмы образования асфальтеносмолопарафиновых отложений в нефтяных скважинах / Н.А. Иванова, С.А. Волкова // Нефтегазовое дело. – 2018. – № 3. – С. 16-20. – URL:  
[http://ngtp.ru/rub/7/32\\_2018.pdf#page=16](http://ngtp.ru/rub/7/32_2018.pdf#page=16)
16. С. Желудков, А. Пиляндин, М. Ли. Анализ образования отложений в пластах при использовании гидрофракции в условиях недонаха в реальном времени. Мировой нефтяной конгресс, 2017, статья SPE-186261-MS.
17. Чернышев С.А. Моделирование процессов перемещения нефтяной смеси с использованием химических реагентов для предотвращения образования отложений. Нефтегазовое дело, 2014, № 2, с. 25-28.
18. Корнилов Е.В., Сазонов С.В., Широков В.В., Крайников А.А. Анализ и моделирование отложений асфальтосмолопарафиновых веществ на оборудовании нефтяных скважин. Нефтегазовое дело, 2017, № 1, с. 40-44.

19. Киров В. С., Смирнов А. В., Книш Л. В., Лаврищева Ю. С. Аспекты применения технологий очистки трубопроводов от АСПО // Международный научный журнал. — 2017. — № 8-2. — С. 43-45.
20. "Применение горячей нефти и воды в качестве теплоносителя для борьбы с АСПО" С. В. Талызина, А. Г. Бадамшина, Г. М. Баранов, Е. К. Фалихова. Год: 2018.
21. "Application of Chemical Reagents for Asphaltene, Resin, and Paraffin (ARP) Deposition Remediation in Oil and Gas Production: A Review". Авторы: Mohammed Q. Al-Kaabi, Mohamed S. Mahmoud and Ahmed A. Al-Otaibi. Год издания: 2021.
22. Alatrash, S. M., Abdulraheem, A. A., Awad, M. A., & Chukwuneke, J. L. (2020). Review on asphaltene deposition mitigation strategies in petroleum industry. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 188, 107461. — URL:<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107461>
23. Yang, S., Fan, Q., & Wang, L. (2019). The effect of ultrasonic treatment on the asphaltene in crude oil. *Fuel*, 258, 116138.  
— URL:<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0016236119309964>
24. Li, R., Liu, L., Li, P., Shao, Y., & Zhang, T. (2017). Effect of ultrasonic treatment on asphaltenes and stability of heptane-asphaltene solutions. *Ultrasonics Sonochemistry*, 36, 127-135 — URL:<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S135041771630423X>
25. Wang, W., Zhao, K., Wang, X., & Yan, W. (2016). The study of ultrasonic radiation effect on paraffin deposition in crude oil pipelines. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 145, 279-285 — URL:<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S092041051630400X>
26. Юрченко, Д. А., & Андреев, А. Е. (2018). Технологии предотвращения образования отложений в трубопроводах. *Нефтегазовое дело*, (5), 14-21. (Yurchenko, D. A., & Andreev, A. E. (2018). Technologies for preventing deposits in pipelines. *Oil and Gas Business*, (5), 14-21.)



27. Герасимов, Д. А. (2018). Применение гладких покрытий для предотвращения образования отложений в скважинах.
28. "Способы предотвращения и борьбы с отложениями в добыче нефти и газа" на сайте oilru.com, автор - Андрей Второй – URL:<https://oilru.com/articles/666897/>
29. Kim, J. K., Lee, K. S., & Huh, S. H. (2016). Development of paraffin-based coatings for pipeline corrosion protection. *Progress in Organic Coatings*, 93, 47-54. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.porgcoat.2015.12.013>
30. Широков, В. М. (2017). Техника и технология добычи нефти и газа. Москва: Юрайт.
31. Погорелов, Д.В. (2016). Технические решения для борьбы с АСПО и другими отложениями на нефтепроводах. Москва: Недра-Бизнесцентр.
32. Широков, В. М. (2017). Техника и технология добычи нефти и газа. Москва: Юрайт.
33. Яхин, А.О., Шекунов, О.А. (2018). Обзор методов и технологий борьбы с АСПО на месторождениях нефти и газа. *Молодой ученый*, 54, 51–54. – URL:<https://moluch.ru/archive/254/57397/>
34. Базанов, В.П., Горшков, А.Г., Кучеров А.П. (2007). Применение магнитных полей в технологиях нефтяной и газовой промышленности // *Нефтяное хозяйство*. № 9. С. 87 – 90. – URL:<http://www.oil-industry.net/open.php?file=15710>
35. Неронов, В. М., Лоскутов, А. В., Неронова, А. В., & Петренко, И. Г. (2017). Роль ультразвука в решении проблем добычи нефти и газа. *Нефтегазовое дело*, 15(3), 28-33. – URL: <http://reltec.biz/catalog/item/180>
36. Определение степени загрязненности оборудования с олифутеровыми отложениями и способы их удаления" / Н. А. Злобина, С. В. Рябухин, Е. Ю. Лобанов [и др.] // *Энергетика. Промышленность. Бизнес*. — 2016. — № 6. — С. 83–86.
37. Термодинамика и теплопередача в технологических процессах нефтяной и газовой промышленности/А.Ф. Калинин, С.М. Купцов, А.С.

Лопатин, К.Х. Шотиди: Учебник для вузов. М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2016. 264 с

38. АО НИИнефтепромхим “Ингибиторы и удалители парафиноотложения

– URL:<http://neftpx.ru/prodtech/ingibitory-i-udaliteli-parafinootlozhenij/>

39. Ansaroudi, H.R.J.; Vafaie-Sefti, M.; Masoudi, S.; Behbahani, T.J.; Jafari, H. Study of the morphology of wax crystals in the presence of Ethylene-co-vinyl Acetate copolymer. *Pet. Sci. Technol.* **2013**, 31, 643–651. –

URL:<https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/10916466.2011.632800>

40. Soni, H.P.; Kiranbala, K.S.; Agrawal, A.; Bharambe, D.P. Designing maleic anhydride- $\alpha$ -olifin copolymeric combs as wax crystal growth nucleators. *Fuel Process. Technol.* **2010**, 91, 997–1004.

– URL:<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378382010000627>

41. Al-Yaari, M. Paraffin Wax Deposition: Mitigation and Removal Techniques. In *Proceedings of the SPE Saudi Arabia, Dhahran, Saudi Arabia*, 14–16 March 2011.

– URL:<https://onepetro.org/SPEYPTS/proceedings-abstract/11YPTS/All-11YPTS/150900>

42. Zhang, C.; Gao, C.; Gao, F.; Wang, J.; Zhang, D.; Wang, Y.; Xu, D. Synthesis of comb bipolymers and their pour point depressing properties. *Pet. Sci.* **2014**, 11, 155–160.

– URL:<https://link.springer.com/article/10.1007/s12182-014-0327-4>

43. Sahai, M.; Singh, R.K.; Kukrety, A.; Kumar, A.; Ray, S.S.; Chhibber, V.K.; Kumar, S. Application of Triazine-Based Gemini surfactants as viscosity reducing agents of Tar Sand derived bituminous crude. *Energy Fuels* **2018**, 32, 3031–3038.

– URL:<https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/acs.energyfuels.7b03596>

44. Huang, Z.; Zheng, S.; Fogler, H.S. *Wax Deposition: Experimental Characterizations, Theoretical Modeling, and Field Practices*, 1st ed.; CRC Press: Boca Raton, FL, USA, 2015. URL:

[https://books.google.ru/books?hl=ru&lr=&id=BiqsCQAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&ots=p6lv8wCg7s&sig=tEPz8LAjjGkKPntIVRDhsRrIx-M&redir\\_esc=y#v=onepage&q&f=false](https://books.google.ru/books?hl=ru&lr=&id=BiqsCQAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&ots=p6lv8wCg7s&sig=tEPz8LAjjGkKPntIVRDhsRrIx-M&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false)

45. Coto, B.; Martos, C.; Espada, J.J.; Robustillo, M.D.; Peña, J.L. Experimental study of the effect of inhibitors in wax precipitation by different techniques. *Energy Sci. Eng.* **2014**, *2*, 196–203.

– URL:<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/ese3.42>

46. Yang, F.; Paso, K.; Norrman, J.; Li, C.; Oschmann, H.; Sjöblom, J. Hydrophilic nanoparticles facilitate wax inhibition. *Energy Fuels* **2015**, *29*, 1368–1374.

– URL:<https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/ef502392g>

47. Ashbaugh, H.S.; Fetters, L.J.; Adamson, D.; Prud'homme, R.K. Flow improvement of waxy oils mediated by self-aggregating partially crystallizable diblock copolymers. *J. Rheol.* **2002**, *46*, 763–776.

– URL:<https://pubs.aip.org/sor/jor/article/46/4/763/239630/Flow-improvement-of-waxy-oils-mediated-by-self>

48. Chi, Y.; Daraboina, N.; Sarica, C. Effect of the Flow Field on the Wax Deposition and Performance of Wax Inhibitors: Cold Finger and Flow Loop Testing. *Energy Fuels* **2017**, *31*, 4915–4924.

– URL:<https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/acs.energyfuels.7b00253>

49. Aiyejina, A.; Chakrabarti, D.P.; Pilgrim, A.; Sastry, M. Wax formation in oil pipelines: A critical review. *Int. J. Multiph. Flow* **2011**, *37*, 671–694.

– URL:<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301932211000528>

50. Zhang, Y.; Gong, J.; Wu, H. An experimental study on wax deposition of water in waxy crude oil emulsions. *Pet. Sci. Technol.* **2010**, *28*, 1653–1664.

– URL:<https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/10916460903096822>

51. Manka, J.S.; Ziegler, K.L. Factors affecting the performance of crude oil wax-control additives. *Soc. Pet. Eng. SPE* **2001**, 67326, 1–7.

– URL:<https://onepetro.org/SPEOKOG/proceedings-abstract/01POS/All-01POS/135059>

52. Bello, O.; Fasesan, S.; Teodoriu, C.; Reinicke, K. An Evaluation of the performance of selected wax inhibitors on paraffin deposition of Nigerian crude oils. *Pet. Sci. Technol.* **2006**, 24, 195–206.

– URL:<https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1081/LFT-200044504>

53. Venkatesan, R.; Östlund, J.-A.; Chawla, H.; Wattana, P.; Nydén, M.; Fogler, H.S. The effect of asphaltenes on the gelation of waxy oils. *Energy Fuels* **2003**, 17, 1630–1640. – URL:<https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/ef034013k>

54. Химический метод ингибирования отложений парафина и солей в низкопроницаемых коллекторах / Нью Дунци, Лян Цзяньвэй, Ван Шаньчжэ // *Химия и технология топлив и масел.* – 2014 — № 6 .— С.31-34

55. "Опыт использования агрегата депарафинизации при добыче нефти с высоким содержанием парафинов" - авторы: М.П. Пшеничников, А.В. Ланецкий, С.В. Беляшов. Издание: «Нефтепереработка и нефтехимия», №1, 2018.

56. "Применение глубинного электронагревателя в добыче нефти и газа" - авторы: Д.Г. Стародубцев, С.А. Леонтьев, В.А. Лихущин. Издание: «Нефть и газ в XXI веке», №1, 2019.

57. Al-Tamini, B. "Comparative analysis of the use of well scrapers in mitigating ASP flooding in oil wells" - статья опубликована в 2019 году в журнале "Oil & Gas Science and Technology" - – URL: <https://ogst.ifpenergiesnouvelles.fr/articles/ogst/abs/2019/01/ogst180234/ogst180234.html>

58. Шикунов Роман Алексеевич методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) // *Проблемы науки.* 2020. №11 (59).

59. Шрам В.Г. и др. Проблемы и методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями // *Известия Тульского государственного университета. Технические науки.* 2022. № 5. С. 186-191.

60. “Определение кинетики процесса растворения компонентов АСПО в углеводородных растворителях”// Н.А. Тимакова, М.В. Транкин, Б.Ф. Муратшина и Ю.Г. Шорникова. –URL :<https://www.elibrary.ru/item.asp?id=39671985>
61. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда(ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
62. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакцияСНиП 23-03-2003.
63. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общитребования. Стандартиформ, 1990. – 20 с.
64. СП 52.13330.2016Естественное и искусственное освещение.Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*
65. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
66. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация иобщие требования безопасности.
67. ГОСТ 25215-82 Сосуды и аппараты высокого давления. Обечайки иднища. Нормы и методы расчета на прочность.
68. ГОСТ 12.1.030 ССБТ. Электробезопасность. защитноезаземление, зануление.
69. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требованияи номенклатура видов защиты.
70. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания.Строительные нормы и правила.