

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

федеральное государственное автономное образовательное учреждение

высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов _____

Направление подготовки Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) _____ Отделение нефтегазового дела _____

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ методов борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири

УДК 622.276.72(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Никитаев Алексей Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель ОНД ИШПР	Вершкова Е.М.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение социально-гуманитарных наук, Доцент	Клемашева Е.И	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Федорчук Ю.М.	Д.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель ОНД ИШПР	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2021 г.

Планируемые результаты обучения

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

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

Инженерная школа природных ресурсов _____
 Направление подготовки Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) _____ Отделение нефтегазового дела ____

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Никитаеву Алексею Сергеевичу

Тема работы:

Эффективность применения методов борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	110-31/с от 20.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p align="center">Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.</p>
<p align="center">Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение</i></p>	<p>Классификация нефтей по содержанию парафинов. Анализ географического распределения нефтей по содержанию парафинов. Состав и свойства парафиновых отложений. Причины образования парафиновых отложений в скважинах и линейных сооружениях.</p>

<i>результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Анализ условий образования парафинов. Обзор современных технологий борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири. Предупреждение образования парафиновых отложений. Методы удаления парафиновых отложений. Технические усовершенствование технологий при борьбе с парафино - образованием в скважинах и линейных сооружениях.
--	---

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
1. Анализ проблемы образования парафинов в процессе нефтедобычи 2. Обзор современных методов борьбы с парафиновыми отложениями 3. Опыт применения различных методов борьбы с АСПО на месторождениях Западной Сибири	Вершкова Е.М. Отделение нефтегазового дела, ст. преподаватель
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Клемашева Е.И, Отделение социально-гуманитарных наук, Доцент, к.э.н.
5. Социальная ответственность	Федорчук Ю.М., Профессор ТПУ, д.т.н.

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

--

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	31.01.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель ОНД ИШПР	Вершкова Е.М.			31.01.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Никитаев Алексей Сергеевич		31.01.2021

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2020 /2021 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.03.2021	Анализ проблемы образования парафинов в процессе нефтедобычи	20
12.04.2021	Обзор современных методов борьбы с парафиновыми отложениями	20
01.05.2021	Опыт применения различных методов борьбы с АСПО на месторождениях Западной Сибири	20
03.05.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
17.05.2021	Социальная ответственность	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 86 с., включает 14 рисунков, 24 таблицы, 39 литературных источников.

Ключевые слова: парафинистые отложения, твердые отложения, методы борьбы с парафиновыми отложениями, механические способы удаления парафинов, химические способы удаления парафинов.

Объектом исследования являются парафиновые отложения, образующиеся при добыче и транспортировке нефти.

Цель работы – рассмотреть проблему парафиновых отложений в систематической и всеобъемлющей форме.

В результате исследования были подробно рассмотрены причины образования парафиновых отложений, а также методы борьбы и предупреждение парафиновых отложений.

Область применения: осложненный фонд скважин.

Потенциальная экономическая эффективность заключается в повышении эффективности эксплуатации оборудования за счет внедрения новых технологий защиты и предупреждения от парафиновых отложений.

Список обозначений и сокращений

- ПО** – парафиновые отложения;
- ПВ** – парафиновые вещества;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- ССЕ** – сложная структурная единица;
- А.Е.М.** – атомная единица массы;
- ТМСПБ** – телеметрия скважины погружной блок;
- ПАВ** – Поверхностно-активные вещества;
- ППО** – подземное - промышленное оборудования;
- ТХО** – терма – химическая обработка;
- ПН** – парафинистые нефти;
- БД** – база данных;
- НГБ** – нефтегазоносные бассейны;
- АДПМ** – агрегат для депарафинизации скважин;
- НКТ** – насосно-компрессорные трубы;
- УВ** – углеводород;
- МОП** – меж - очистный период;
- МРП** – меж - ремонтный период;
- КРС** – *капитальный ремонт скважин*;
- УБДР** – устьевой блок дозирования химического реагента;
- УМА** – установка магнитного активатора;
- УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;
- АГЗУ** – автоматизированная групповая замерная установка;
- ЦА-320**– цементирувочный агрегат;
- АДПМ** – агрегат для депарафинизации скважин;
- ППД** - поддержание пластового давления;
- СВЧ** – сверхвысокие частоты;
- СПКУ** – специальное погружное кабельное устройство;
- КР** - капиллярный рукав;
- ПЭД** – погружной электрический двигатель;
- ШГН** - штанговый глубинный насос;
- ПРС** - подземный ремонт скважин.
- ПДК** - предельно допустимые концентрации.

Оглавление

Реферат	6
Список обозначений и сокращений	7
Оглавление	8
Введение.....	10
1 Анализ проблемы образования парафинов в процессе нефтедобычи.....	12
1.1 Классификация нефти по содержанию парафинов	12
1.2 География распределения месторождений с высоким содержанием парафинов.....	13
1.3 Причины образования парафиновых отложений в процессе добычи нефти 14	
1.3.1 Состав и свойства парафиновых отложений.....	14
1.3.2 Анализ условий образования парафинов.....	16
1.3.3 Причины образования парафиновых отложений в скважинах и линейных сооружениях	20
2 Обзор современных методов борьбы с парафиновыми отложениями	22
2.1.1 Превентивные меры при борьбе с парафиновыми отложениями (покрытия, химические, физические)	22
2.1.2 Методы удаления парафиновых отложений	28
3 Опыт применения различных методов борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири.....	35
4 Финансовый менеджмент.....	44
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	45
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	45
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений	46
4.1.3 SWOT-анализ.....	48
4.2 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	49
4.3 Планирование научно-исследовательских работ.....	50
4.3.1 Структура работ в рамках научного исследования	50
4.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ	51
4.3.3 Разработка графика проведения научного исследования	52
4.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	56
4.4.1 Расчет материальных затрат НТИ	56
4.4.2 Расчет затрат на оборудование для научно-экспериментальных работ. 56	
4.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы.....	57
4.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	59
4.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	59
4.4.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта ...	60
4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	60

5 Социальная ответственность	66
5.1 Производственная безопасность.....	66
5.1.1 Недостаточная освещенность	66
5.1.2 Отклонение показателей микроклимата в помещении	70
5.1.3 Превышение уровней шума	72
5.1.4 Повышенный уровень электромагнитных излучений.....	73
5.2 Опасные факторы	74
5.2.1 Поражение электрическим током.....	74
5.2.2 Пожарная опасность	76
5.3 Экологическая безопасность.....	78
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	80
Заключение	82
Список используемых источников.....	83

Введение

Кристаллизация и образование парафиновых отложений при добыче и транспортировке сырой нефти, приводят к ежегодным потерям в миллиарды долларов для нефтяной промышленности.

Проблема отложения парафинов - одна из давних в нефтяной промышленности. Сырая нефть часто содержит парафины, которые осаждаются и прилипают к хвостовику, насосно-компрессорным трубам, насосным штангам и наземному оборудованию по мере того, как температура добываемого сырья снижается при нормальном ходе потока, подъема газа или откачки.

Тяжелые парафиновые отложения нежелательны, поскольку они уменьшают эффективный размер проточных трубопроводов и ограничивают производительность скважины. В случае сильного отложения парафина требуется удаление отложений механическими, термическими или другими способами, что приводит к дорогостоящим простоям и увеличению эксплуатационных расходов [1].

Актуальность задачи решения проблемы парафиновых отложений обусловлена и тем, что в российской нефтедобывающей отрасли наблюдается рост трудноизвлекаемых ископаемых. Такие ресурсы характеризуются высокой вязкостью, выносом механических примесей, гидратными и асфальтосмолопарафиновыми отложениями.

Цель работы – рассмотреть проблему парафиновых отложений в систематической и всеобъемлющей форме.

Задачи исследования: изучить классификацию нефтей по содержанию парафинов и географическое распределение таких нефтей в мире. Рассмотреть вопросы связанные с причинами образования парафиновых отложений в скважинах и линейных сооружениях.

Провести обзор современных технологий борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири. Сделать выводы по проведенным исследованиям.

1 Анализ проблемы образования парафинов в процессе нефтедобычи

1.1 Классификация нефти по содержанию парафинов

Существуют различные классификации нефти по содержанию парафинов согласно [2] нефть по содержанию парафинов можно классифицировать следующим способом – малопарафинистая, среднепарафинистая, парафинистая. Пороговые значения определены с учетом отраслевого стандарта ОСТ 38.01197-80 и представлены в таблице 1.1:

Таблица 1.1 – Классификация нефти по содержанию парафинов

Класс нефти	Пределы изменения классификационных интервалов
Малопарафинистая	< 1,5%
Среднепарафинистая	1,5-6%
Парафинистая:	
- умеренно парафинистая	6-10 %
- высокопарафинистая	10-20 %
- сверхвысокопарафинистая	Более 20 %

На рисунке 1.1 приведена гистограмма распределения нефтей по содержанию парафинов в мире (около 6744 образцов).

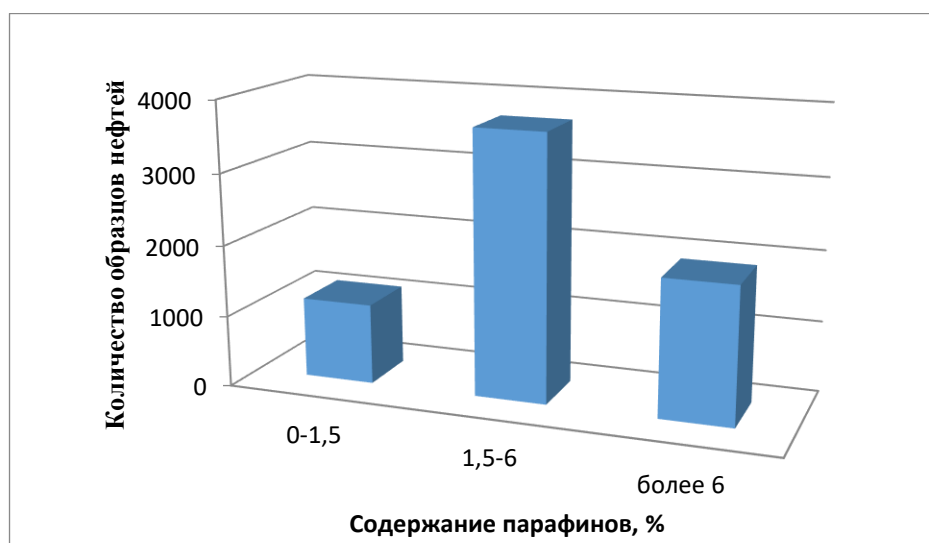


Рисунок 1.1 – Диаграмма распределение нефти мира по содержанию парафинов

Как видно из рисунка 1.1 примерно четверть мировых запасов относятся к малопарафинистым.

1.2 География распределения месторождений с высоким содержанием парафинов

Такие страны, как Кувейт, Катар, Уганда и Южный Судан, имеют в своих запасах парафинистую сырую нефть (согласно ОСТ 38.01197-80) [3].

Более подробная информация о составе и характеристиках парафинистой сырой нефти в различных регионах представлена в таблице 1.2 [4].

Таблица 1.2 – Содержание парафина в разных странах

Страна	Содержание парафиновых отложений, % масс.
Китай	18,25
Дуланг, Малайзия	3
Ангси, Малайзия	2
Южная Америка	незначительны
Восточный Египет	3,3-4,5
Верхний Египет	11,92
Юго-восточная Азия	18-38
Северное море	15
Венесуэла	4,1
Россия	9,4-12,2
Судан	21,2
Мексиканский залив	7,8
Мексика	11,26
Иран	13,1
Индия	22,4

Доли нефти по содержанию парафинов представлены на рисунке 1.2.

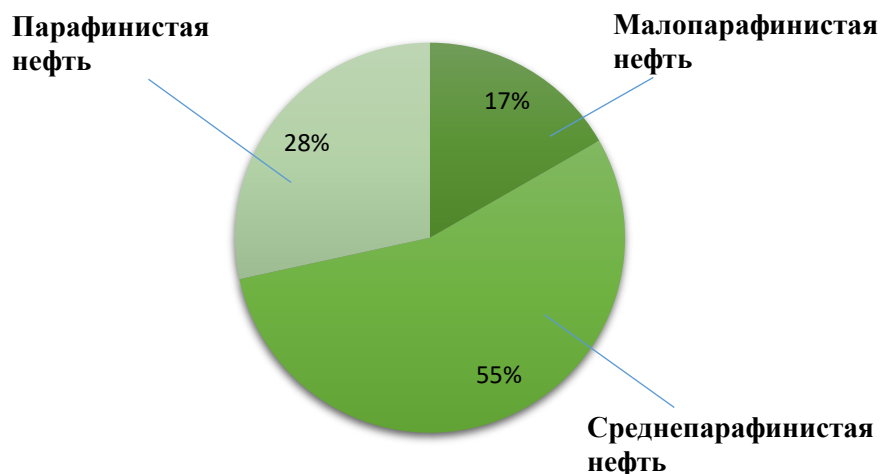


Рисунок 1.2 – Распределение нефти по содержанию парафинов в мире

На диаграмме 1.2 видно, что более половины добываемой нефти (включенной в выборку) составляют среднепарафинистые нефти. Малопарафинистые нефти занимают 17%. Остальные 28 % составляет парафинистая нефть [2].

1.3 Причины образования парафиновых отложений в процессе добычи нефти

1.3.1 Состав и свойства парафиновых отложений

Согласно историческому определению, органические соединения сырой нефти, называемые парафинами, должны быть нерастворимы в сырой нефти в производственных условиях. Это соединения с высокой молекулярной массой различных гомологических рядов.

Классы соединений, которые могут быть обнаружены в месторождениях, включают:

- алифатические углеводороды ¹(как с прямой, так и с разветвленной цепью);
- ароматические углеводороды;
- нафтены;
- смолы и асфальтены.

¹ Алифатические углеводороды – соединения, не содержащие ароматических связей.

В качестве основных компонентов макрокристаллических восков, n-парафины дают четко очерченные игольчатые кристаллы. Парафины с разветвленной цепью составляют основную часть парафиновых отложений. Длинноцепочечные нафтеновые и ароматические парафины также способствуют образованию макрокристаллических парафинов и оказывают заметное влияние на тип роста кристаллов отложений [4].

Парафиновые отложения приводят к проблемам с парафинами при производстве и транспортировке. Макрокристаллический парафин вносит наибольший вклад в образование осадка на дне резервуара.

Окончательно установлено, что парафин, отложившийся во время добычи и транспортировки сырой нефти. В типичном случае анализ отложений на оборудовании нефтяной скважины показал, что содержание парафинов находится в пределах 52%, смолы и асфальтены <5%.

Парафиновые отложения представляют собой нормальные углеводороды (алканы) в диапазоне от приблизительно C (18) H (38) до C (38) H (78), смешанные с небольшими количествами разветвленных парафинов, моноциклических парафинов, полициклических парафинов и ароматических углеводородов.

Количество парафинов, обнаруженных в сырой нефти, колеблется от менее 1 до более 30 процентов [5].

Ориентировочный состав парафиновых отложений представлен в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Ориентировочный состав парафиновых отложений [2]

Компонент	Количество
парафины (n-алканы)	5-70 %
асфальтены	1-4 %
смолы	10-34 %
связанная нефть	до 60 %
механические примеси	1-4 %

Повышенное содержание парафинов становится причиной высокой температуры застывания нефти. Так, при температуре застывания нефти с высоким содержанием ПО в $+40^{\circ}\text{C}$, нефть приобретает консистенцию мази с высокой вязкостью даже при малом понижении температуры.

Текучесть парафина снижается при температуре $-20-25^{\circ}\text{C}$, что приводит к большим затруднениям при перекачке нефти по трубопроводам (в частности, проложенным на поверхности земли) в зимний период, когда температуры стабильно лежат ниже нуля.

Физико-химические свойства смеси оказывают влияние на интенсивность парафиновых отложений. Чем ниже температура плавления парафина, тем легче осуществляется процесс сцепки между кристаллами и прилипанию к поверхности оборудования.

Смолистые вещества в нефти представляют собой многокомпонентную смесь гетероатомных соединений с большой молекулярной массой, распределенных в нефти, данные соединения также могут образовывать комплексы молекул.

Выделяют два вида ПО в зависимости от условий их образования, а именно – парафиновые отложения и донные отложения [6].

Донные отложения образуются на дне резервуаров и емкостей. Второй путь формирования донных отложений заключается в осаждении взвешенных в жидкости частиц по причине малых скоростей потока в нижней части трубопроводов под действием силы гравитации.

Состав отложений и осадков практически идентичен, но осадки имеют менее плотную структуру.

1.3.2 Анализ условий образования парафинов

Парафиновые отложения, будучи умеренно растворимыми в компонентах раствора сырой нефти, кристаллизуются при понижении температуры и являются основными составляющими отложений нефтяного парафина. Разветвленные парафины, нафтены, ароматические углеводороды,

асфальтены и смолы, однако, вносят меньший вклад в эти отложения, но значительно изменяют кристаллизационные характеристики парафиновых восков.

Чтобы предсказать тенденцию к отложению парафина в сырой нефти, важно знать его состав для вышеупомянутых компонентов. Знание распределения углеродного числа восков помогает предсказывать начало кристаллизации.

Также следует учитывать климат местности. Воск кристаллизуется из-за понижения давления и температуры. Снижение давления вызывает потерю легких фракций, которые действуют как естественные растворители для восков.

Температурные изменения влияют на растворимость парафиновых восков в нефти. Растворы парафина в керосине показывают, что при наиболее благоприятных условиях он образует игольчатые кристаллы ромбической формы с решеткой перекрывающихся пластин. Когда условия становятся неблагоприятными, кристаллическая форма меняется на высокоэнергетическую гексагональную форму. Сцепление в гексагональных формах не такое сильное, как в ромбических кристаллах [1].

Таким образом, к условиям образования асфальтосмолопарафиновым отложениям относятся:

- такое значение температуры потока нефти, при котором происходит процесс кристаллизации фракций с наименьшей температурой застывания;
- наличие в компонентном составе нефти высокомолекулярных соединений углеводородов, в особенности линейных предельных углеводородов (парафинов);
- поверхность с низкой температурой, на которой кристаллизуются высокомолекулярные углеводороды, при этом скорости потока газо-

жидкостной смеси должно быть недостаточно для срыва этих отложений.

Кристаллизация парафина создает три проблемы при транспортировке и добыче нефти:

1. Высокая вязкость, которая приводит к потерям давления;
2. Высокий предел текучести для перезапуска НКТ;
3. Осаждение восковых кристаллитов на поверхности труб.

Эти проблемы регулируются очень сложным набором факторов и могут привести к большим производственным потерям и материальным потерям, если не позаботиться о них должным образом.

Воздействие на трубопроводы холодной окружающей среды вызывает накопление, сбор и затвердевание капель, что придает им мутный вид [7]. Следовательно, поток сырья в конечном итоге уменьшится, что приведет к засорению и высокому давлению в трубопроводах. При температуре дна океана (4 °C) молекулы парафина начинают откладываться на стенках трубопровода. Однако потери тепла непостоянны, поскольку существует разница в температурном градиенте внутри трубопровода, которая влияет на скорость осаждения парафина [8]. В парафиновой сырой нефти осаждение, отложение и гелеобразование в первую очередь ответственны за отложение парафина. Засорение из-за постоянного отложения парафина в конечном итоге приводит к внезапному отключению трубопроводов.

Также отложение парафинов может привести к такой проблеме, как **повреждение пласта**.

Наиболее распространенным типом повреждения пласта от парафинистой сырой нефти является органическое отложение, которое состоит в основном из парафина и содержит некоторое количество асфальтенов или смол. Неорганические материалы, такие как песок, глина и остатки коррозии, также обнаруживаются в органических отложениях [9]. Смешанные чешуйки (т.е. неорганические и органические) встречаются

одновременно в одной и той же системе. Неорганические отложения, вызванные солями кальция, бария и стронция (CaCO_3 , CaSO_4 , BaSO_4 и SrSO_4), иногда появляются в виде смеси с парафиновыми отложениями [10]. Смешанные отложения могут привести к образованию отложений со сложной структурой, которые трудно обрабатывать и, следовательно, требуют агрессивных, жестких и иногда дорогостоящих методов восстановления [11]. Такие отложения образуются из-за снижения давления в НКТ, выделения CO_2 и испарения воды.

Повреждение формации происходит из-за неадекватных операций на скважине, таких как несовместимый химический состав флюида или закачка холодного флюида. Возможные операции на пласте приведены на рисунке 1.3. Отложения парафина могут происходить в породах коллектора, что может вызвать серьезное повреждение пласта и, как следствие, снизить продуктивность коллектора [11].

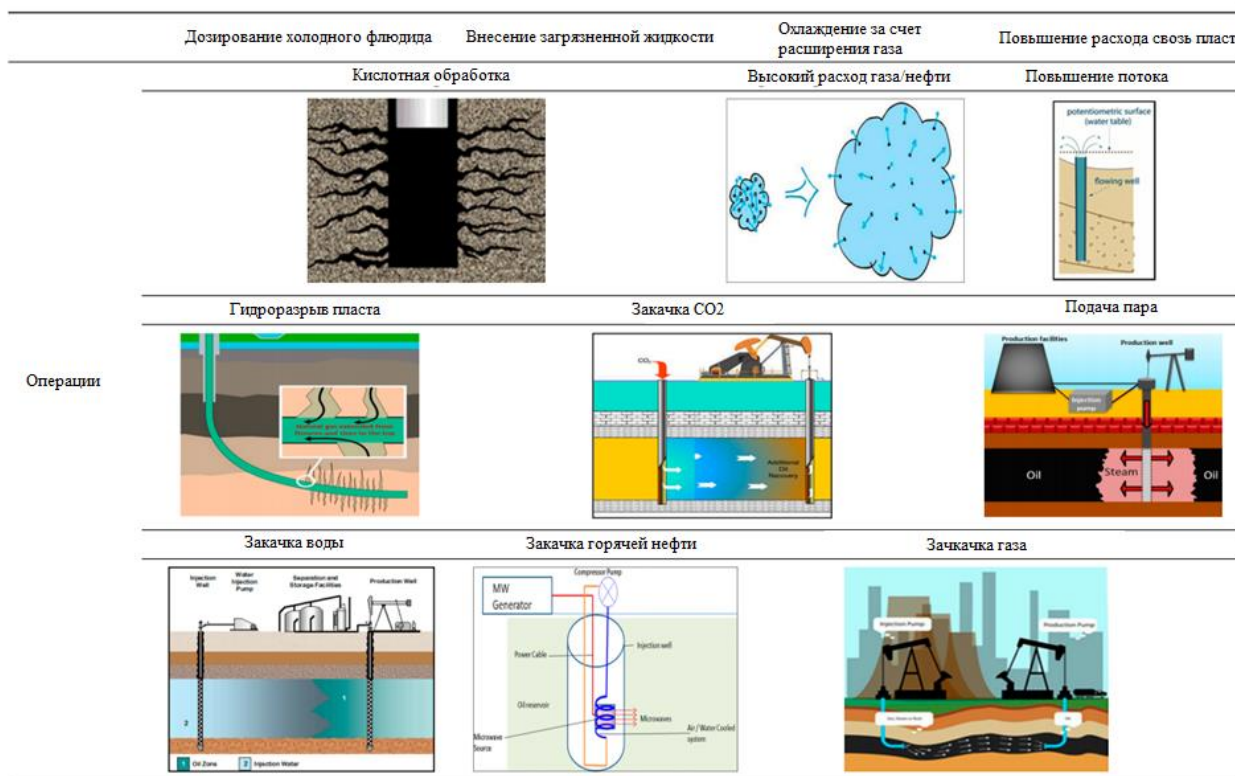


Рисунок 1.3 – Возможные операции над нефтяным пластом

Есть два механизма, с помощью которых осаждение парафина может вызвать повреждение пласта:

1. отложение, которое закупоривает или прикрепляется к стенкам пор;
2. высокая вязкость сырой нефти, вызванная когезией [12].

Отложение парафина начинается, когда осаждаются мельчайшие кристаллы парафина. Сырая нефть течет через поровые каналы породы, что позволяет мелким кристаллам приближаться к стенке поры. При достаточной смачиваемости стенки поры эти маленькие кристаллы будут оседать и накапливаться, таким образом уменьшая размер порового канала и приводя к повреждению пласта [13.14]. Как упоминалось ранее, кристаллизация парафина может также вызвать повреждение пласта из-за увеличения вязкости сырой нефти, даже если она не осаждается на стенках пор. Кроме того, кристаллы парафина склонны к образованию гелей. Образование геля усиливает как когезию, так и адгезию кристаллов [15] и может привести к внезапному увеличению вязкости сырой нефти. Кристаллизация и отложение парафинов повышают вязкость сырой нефти и снижают проницаемость пласта, соответственно изменяя подвижность сырой нефти в пласте-коллекторе.

1.3.3 Причины образования парафиновых отложений в скважинах и линейных сооружениях

Отложение парафина в трубе может происходить только тогда, когда температура внутренней стенки трубы ниже температуры потока жидкости. Осажденные молекулы парафина, осевшие у стенки трубы, начинают образовывать гель на холодной поверхности. Образовавшийся гель представляет собой массу трехмерных кристаллов воска и содержит значительное количество масла, погруженного в него [16].

В нормальных условиях охлаждения внутренняя стенка трубы имеет более низкую температуру по сравнению парафиновыми соединениями. Следовательно, степень осаждения парафинистых соединений обычно больше на внутренней стенке, чем в массе, однако растворенных

парафинистых компонентов больше в массе, чем на внутренней стенке трубы. Такое явление создает градиент радиальной концентрации парафинистых компонентов между основной массой потока и стенкой [17]. Градиент концентрации вызывает диффузию парафинистых соединений из основной массы нефти к стенке [18].

Было проведено несколько исследований для понимания взаимодействия между составом пород-коллекторов (таких как карбонатные породы и / или песчаник), материалами стенок НКТ (металлическими, керамическими или миканитовыми), составом сырой нефти (соли, органические кислоты, спирты и другой реагент, активирующий поверхность), а также виды получаемого воска (макрокристаллический воск и микрокристаллический воск). Сообщается, что на смачиваемость влияют два основных фактора: (1) морфология поверхности породы и (2) межмолекулярные поверхностные силы между тремя фазами (т.е. нефть, порода и рассол). Смачиваемость поверхности оказывает большое влияние на образование сильных парафинистых слоев. Смачиваемость любой системы относится к относительному взаимодействию между флюидами (нефть / вода) и твердой фазой (поверхностью породы). Гидрофобные силы поверхности уменьшаются при уменьшении смачиваемости, что способствует началу отложения парафина. Коллекторы породы обычно классифицируются как смачиваемые водой, смачиваемые нефтью или смачиваемые промежуточным слоем, в зависимости от сродства породы к нефтяной или водной фазе [14]. Такие взаимодействия обычно делятся на два класса: (а) неполярные (взаимодействия Лифшица-Ван-дер-Ваальса) и (б) полярные (кислотно-основные взаимодействия). В [19] установили новый метод измерения этих основных взаимодействий путем определения характеристик поверхностной энергетики карбонатных пород и некоторых песчаников с помощью обратной газовой хроматографии.

2 Обзор современных методов борьбы с парафиновыми отложениями

2.1.1 Превентивные меры при борьбе с парафиновыми отложениями (покрытия, химические, физические)

Для достижения эффективной и безаварийной работы нефтепромыслового оборудования применяют профилактические способы борьбы с парафиновыми отложениями.

Ввиду различных свойств нефтяных пластов, режимов работы скважины, необходим индивидуальный подход при выборе метода борьбы с парафиновыми отложениями. Наиболее простым и очевидным методом борьбы с отложениями является профилактический метод.

Использование гладких поверхностей

Механизм и предотвращение отложения парафина был изучен в различных лабораториях с использованием устройств, которые обеспечивают количественные средства изучения отложения парафина на металлических и пластиковых поверхностях. Количество, твердость, адгезия, процентное содержание парафина и средняя молекулярная масса парафиновых отложений, по-видимому, регулируются только шероховатостью поверхности, все другие условия остаются постоянными. Испытания различных пластиковых покрытий показывают, что большинство гладких непарафиновых пластиков способны уменьшать парафиновые отложения в нефтяных скважинах, но гибкие, высокополярные непарафиновые пластики более подходят для обеспечения долговременной стойкости к парафиновым отложениям в нефтяных скважинах, если поток содержит абразивные вещества [5].

Использование защитных покрытий нашло своё применение на многих месторождениях, решение об использовании данного метода необходимо принимать еще на проектной стадии разработки.

Широкое применение нашли защитные покрытия, изготовленные из гидрофильных материалов, которые обладают низкой адгезией

(способностью к сцеплению) к парафину и имеющие гладкую поверхность. Данные защитные покрытия могут быть выполнены из различных материалов и выбирают их уже в зависимости от условий эксплуатации скважин.

К материалам, обладающим низким значением адгезии к парафинам можно отнести: стекло, стекломали, бакелитовый лак, эпоксидные смолы, бакелитоэпоксидные композиции и др.

Наиболее часто используемыми НКТ являются НКТ футерованные стекломалью ввиду своих хороших прочностных и морозостойких качеств (рисунок 2.1) [20].



Рисунок 2.1 – Трубопроводы со стекломалью

Также широко применяются теплоизоляционные покрытия (теплоизолированные лифтовые трубы рис.2.2), с коэффициентом теплопроводности $0,01 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot^{\circ}\text{К})$ и менее.



Рисунок 2.2– Теплоизоляция трубопроводов

Теплоизоляция труб колоссально уменьшает потери тепла, поддерживает температуру выше точки кристаллизации АСПО.

Химические методы борьбы

Суть химических методов борьбы с отложениями заключается в добавлении определенных количеств химических реагентов в продукцию скважин.

Действие данных соединений заключается либо в уменьшении, либо в предотвращении образования отложений.

В таблице 2.1 приведены основные группы веществ, используемые для борьбы с АСПО. Каждая группа имеет свой принцип действия.

Таблица 2.1 – Классификация химических реагентов, предотвращающих отложения ПО

Группа ингибитора	Основной принцип действия
Смачиватели	препятствуют слипанию кристаллизованных АСПО с поверхностью оборудования за счет образования гидрофильной пленки на поверхности
Диспергаторы	препятствуют росту кристалла уже на стадии образования зародыша
Модификаторы	препятствуют конгломерации кристаллов парафинов за счет изменения формы и поверхностной энергией кристалла АСПО
Депрессоры	А) препятствуют агрегации кристаллов за счет адсорбирования на поверхности Б) образуют мицеллы, препятствует агрегации кристаллов АСПО
Реагенты комплексного действия	Комплексно воздействуют на кристаллы парафинов

Механизм работы ингибитора парафиновых отложений основывается на адсорбционных процессах, которые происходят на границах разделов фаз нефть - труба и нефть - дисперсная фаза.

Физические методы борьбы

Суть действия физических методов основана на воздействии технологический процесс ультразвуковым магнитным или иными полями.

Несмотря на то, что многие компании занимались разработкой различных устройств ультразвукового излучения для данных целей, этот метод почти не используется.

Таким образом, к реально эксплуатируемым физическим методам можно отнести:

- акустические методы;
- гидродинамические методы;
- магнитные методы.

Механизм работы магнитного метода основан образовании центров кристаллизации по всему объему потока под действием магнитного поля..

Магнитное поле изменяет структуру кристаллов, делая их не способными на образование прочной корки на поверхности металла, потому что сцепляемость уменьшается, структура парафина становится мягкой и рыхлой, тем самым ПО выносится газонефтяным потоком.

Воздействие вибрационных и ультразвуковых полей заключается в том, что они создают колебания в том месте, где идет процесс образования парафиновых отложений и тем самым интенсифицируют перемешивание выделившегося в результате кристаллизации парафина, что препятствует его скоплению в результате осаждения на стенках нефтедобывающего оборудования [20].

Однако, у данного метода есть недостатки. Вибрация оказывает негативное воздействие на резьбовые соединительные элементы и способствует снижению надежности такого соединения (за счет развинчивания) или даже разрушения соединения. В связи с этим, метод так и не нашел широкого применения в промышленности.

Интересным является применение акустических колебаний не только с целью увеличения межочистного периода скважин, но и для увеличения приёмистости пластов, особенно с низкопроницаемыми коллекторами. Так, в ООО «РН – Ставропольнефтегаз» для этой цели был разработан гидравлический вибратор и технология для воздействия с его помощью на

призобойную зону пласта [21]. Вибратор опускается в скважину и устанавливается в средней части интервала перфорации пласта, затем производится прокачка через него одной из жидкостей: водного раствора ПАВ, конденсата или кислотных растворов без подъёма НКТ. Применение данной технологии позволило значительно увеличить дебит нефти на скважинах ряда месторождений Ставрополя.

Одним из предприятий по изготовлению и внедрению магнитных устройств в лифтовых колоннах скважин и нефтепроводах занимается ЗАО «Геопромысловые новации». Корпус магнитного активатора выполнен из насосно-компрессорной трубы, длиной 630 мм с резьбами на концах, со встроенной в него магнитной системой из кольцевых постоянных магнитов на основе редкоземельных металлов с высокими значениями напряженности (рисунок 2.3).

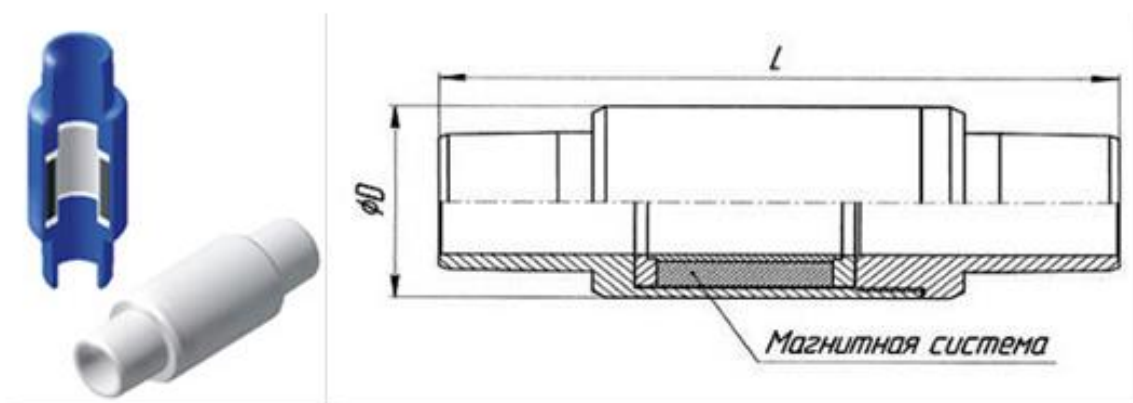


Рисунок 2.3 – Магнитный активатор АМС-73М

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 (рисунок 2.4).

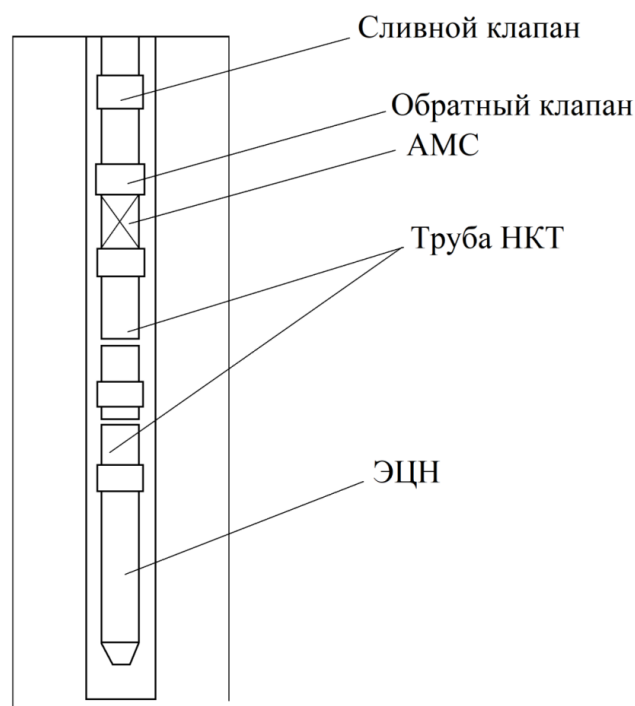


Рисунок 2.4 – Схема установки магнитного активатора в компоновке УЭЦН

Безреагентный метод воздействия магнитного поля на добываемую жидкость в настоящее время находит широкое применение на нефтепромыслах.

Магнитные камеры (рисунок 2.5) используются не только на подземном оборудовании скважин, но и на устьевой арматуре, и во входе в АГЗУ, с целью предупреждения солеотложений.



Рисунок 2.5– Магнитные камеры на устье и на входе в АГЗУ

Гидродинамический способ основан на использовании ультразвуковых колебаний, которые не дают парафинам соединяться и

создавать большие структуры. Суть метода заключается в том, что высокочастотные колебания жидкости разрушают крупные конгломераты парафинистых отложений и также не дают им образовываться. Мелкие парафинистые частицы уносятся потоком.

2.1.2 Методы удаления парафиновых отложений

Методы удаления парафиновых отложений основаны на очистке нефтедобывающего оборудования от уже образовавшихся отложений. Чтобы подобрать эффективный способ борьбы, следует подробно изучить состав, структуру, свойства отложений, при этом не должны забываться о технологической и экономической выгоде. В настоящее время существует четыре основных метода:

- химический;
- тепловой;
- механический;
- биологический.

Тепловой метод

Тепловой способ удаления парафиновых отложений базируется на низкой (порядка 50°C) температуре плавления парафина. Удаление ПО из труб при подаче тепла происходит за счет снижения адгезии между отложениями и оборудованием с последующим отделением и удалением массы парафиновых отложений вместе с горячим потоком жидкости.

Достижение необходимых для осуществления данного процесса температур используются следующие источники тепла:

- электропрогрев при помощи кабеля;
- индукционные электродепарафинизаторы;
- горячие потоки воды, нефти или пара;
- электропечи специально конструкции;
- тепло от экзотермических реакций при добавлении, определенных хим. реагентов;

Чаще всего в промышленности для удаления парафиновых отложений применяют метод закачки горячей нефти.

Плюсы метода

- 1) технологию легко реализовать;
- 2) отсутствие дополнительных дорогостоящих реагентов.

Минусы метода

- 1) необходимость поддержания требуемой температуры нефти для успешного осуществления процесса;
- 2) достаточные расходы на проведение обработок;
- 3) возможность возникновения пожароопасных ситуаций [16].

Принцип действия:

Нефть нагревается до заданной температуре в аппарате для депарафинизации скважин, затем подогретая нефть закачивается в скважину. Горячая среда может закачиваться НКТ или же в затрубное пространство. Чаще всего нефть подают в затруб.

Обвязка наземного оборудования изображена на рисунках 2.6, 2.7.

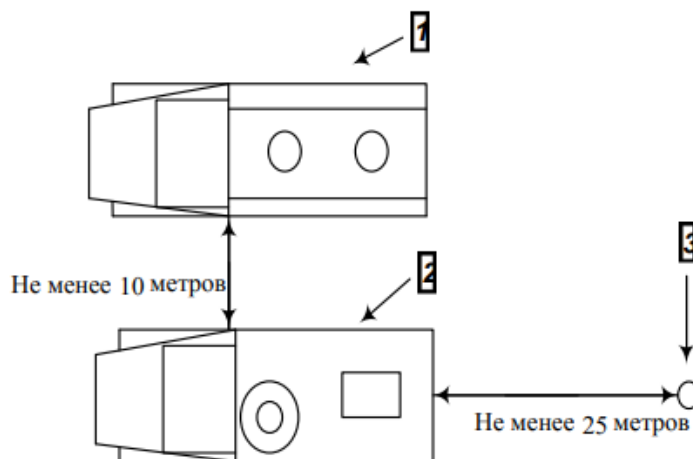


Рисунок 2.6 – Схема обвязки наземного оборудования

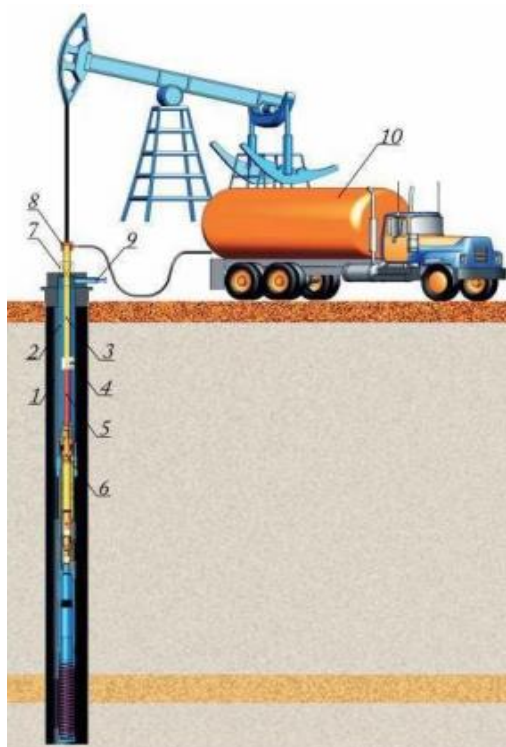


Рисунок 2.7 – Схема установки для тепловой обработки скважины горячим теплоносителем:

1–эксплуатационная колонна; 2–колонна НКТ; 3–колонна полых штанг; 4–перепускная муфта; 5 - колонна штанг; 6 – насос; 7 –устьевого сальник; 8–обратный клапан; 9–выкид в систему сбора продукции; 10–АДПМ

Использование электрических нагревательных кабельных линий является часто используемым способом тепловой обработки скважин (рисунок 2.8).

Суть данного метода заключается в том, что в скважину опускается кабель, который за счет преобразования электроэнергии в тепловую способен поддерживать температуру в НКТ порядка 70-80°С.

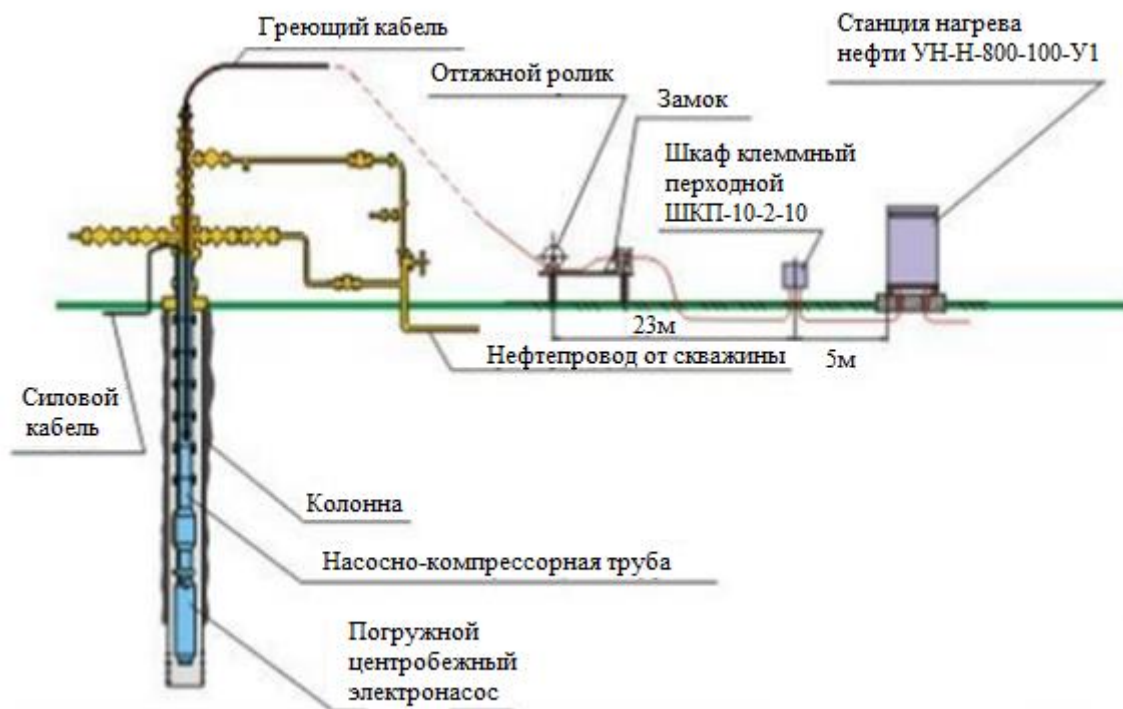


Рисунок 2.8 – Применение нагревательного кабеля

Вышеприведенный метод способен обеспечить полное предотвращение образования парафиновых отложений в НКТ, однако, недостаток данного метода заключается в высоких затратах на генерацию необходимого количества электроэнергии. Данный способ можно считать рентабельным только в случае наличия свободных тепловых мощностей у предприятия, в случае приобретения энергии у поставщика – метод убыточен.

В реальных условиях эксплуатации месторождения, как правило, используют более чем один метод. Так для интенсификации процесса борьбы с АСПО могут одновременно использовать химические реагенты и тепловую обработку. При этом, химические реагенты действуют так, что снижают требуемую температуру нагрева теплоносителя, увеличивая эффективность его действия.

Аналогично использование водяного пара для закачки в пласт действенно, но будет рентабельно только в случае наличие свободных мощностей, иначе метод нерентабелен ввиду необходимости подвода колоссального количества энергии (рисунок 2.9).

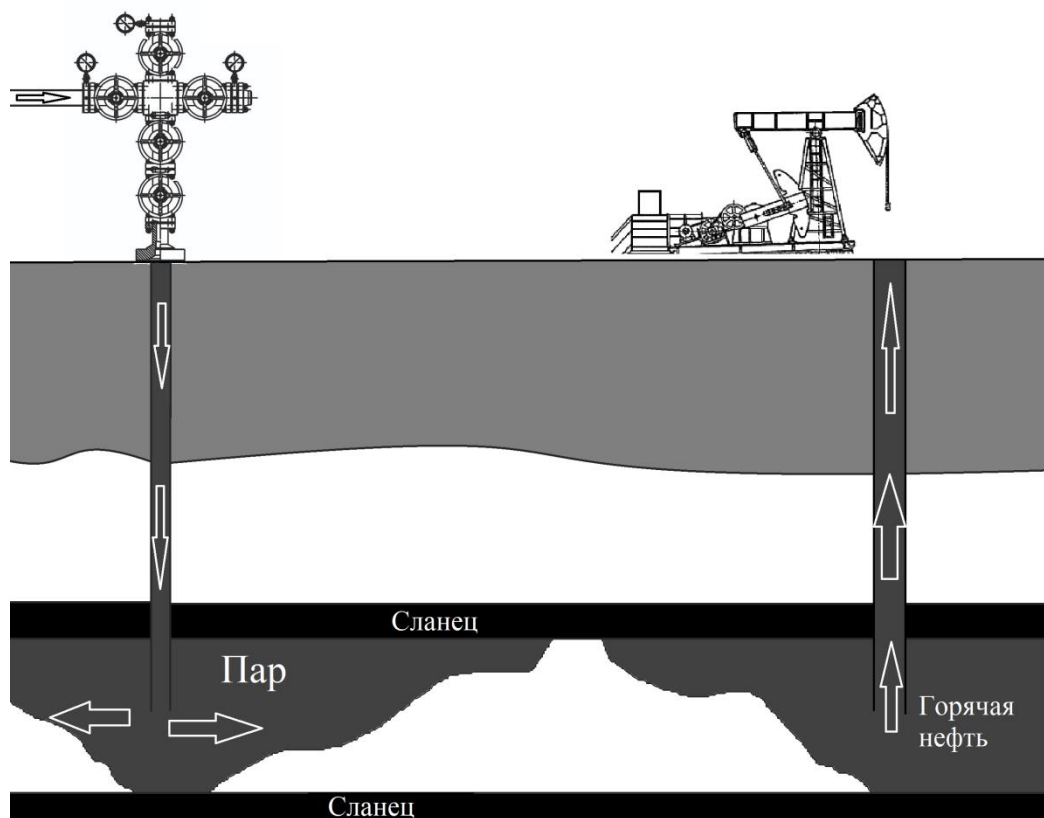


Рисунок 2.9 – Использование водяного пара для прогрева нефти

Известен также метод прогрева нефти при помощи СВЧ излучения. Метод показал свою эффективность, однако, пока еще не нашел повсеместного применения [23].

Механический метод

Избавиться от образовавшихся отложений можно механическим методом. Данный способ удаления основан на механическом удалении отложений со стенок труб при помощи различных скребков. Затем, отделенная масса выносится из трубного оборудования вместе с продуктовым потоком.



Рисунок 2.10 – Лебедка Сулейманова

Скребки срезают парафиновую массу или при движении вверх, или при движении вниз и верх. Скребки бывают как непрерывного, так и периодического действия в зависимости от проектного способа депарафинизации [16]. Различные конструкции скребков изображены на рисунках 2.11-2.12



Рисунок 2.11 – Скребки лезвийные



Рисунок 2.12 – Запуск скребка в реальных условиях

Несмотря на то, что скребковый метод является очень эффективным для удаления парафиновых отложений, он все же имеет ряд недостатков, а именно:

1. Необходимость остановки оборудования;
2. Невозможность использования на скважинах, где установлены штанго-глубинные насосы;
3. Применяются только на отдельных участках трубопроводов, которые оборудованы загрузочными/разгрузочными камерами, имеют прямой участок, байпас, постоянный диаметр;
4. Высокие затраты на период остановки технологического процесса.

Стоит упомянуть, что ручная очистка оборудования также имеет место, однако, применяется только при ремонте сложного оборудования (электродегидраторы, сепараторы и различные емкости).

3 Опыт применения различных методов борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири

Цель исследования: изучить опыт применения различных методов борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири.

Задачи исследования: подробно изучить опыт применения различных методов борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири.

Объект исследования: парафиновые отложения, образующиеся при добыче и транспортировке нефти на месторождениях Западной Сибири.

Рассмотрим реальный опыт нефтедобывающих компаний в борьбе с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири.

Одним из наиболее часто применяемых методов является промывка скважин горячей нефтью. Нефть нагревается до заданной температуры в аппарате для депарафинизации скважин, затем подогретая нефть закачивается в скважину. Горячая среда может закачиваться НКТ или же в затрубное пространство. Чаще всего нефть подают в затруб.

Годовая стоимость обработок тепловыми методами представлена в таблице 2 [24].

Таблица 3.1 - Затраты на удаление отложений тепловыми методами

МОП, сут	1	3	7	14	21	30	60
Затраты на 1 скважину в год, у.е	3662	1228	523	262	174	122	61

Компания ООО «РН-Юганскнефтегаз» на месторождениях Западной Сибири в качестве способа борьбы с АСПО применяет промывку скважин горячей нефтью через затрубное пространство при помощи передвижного АДПУ. Данная технология осуществляется с привлечением техники подрядных организаций. Метод растворения парафинов горячей нефтью достаточно эффективен и применяется для скважин, оборудованных ЭЦН и ШГН. Технология является комплексной при промывке скважин от парафина

и механических примесей. Недостатками являются возможность расплавления кабеля при высоких температурах, а также трудоёмкость и дороговизна технологии.

Промывка скважин горячей нефтью применяется компанией ООО «Томскнефть» и проводится на протяжении всего существования добычи нефти. Способ является дорогостоящим, так как сырая нефть проходит через аппарат термообработки и диэмульгатор для удаления воды и твёрдых веществ. Промывка осуществляется с добавлением диспергатора парафинов (сульфонат), который способствует растворению парафинов в горячей нефти. Совершенствование метода может заключаться в снижении опасности возникновения избыточных температур при добыче нефти с низкой температурой вспышки. Для этого в смесь воды добавляется ПАВ на основе алкиларалкилполиоксиалкиленэфира фосфорной кислоты, смесь растворителя со спиртом, состоящего из алифатических спиртов, гликолей, полигликолей и 66 гликолевых эфиров. Температура нагревающего реагента поднимается на 15- 20°С выше температуры плавления парафина.

Также компания ООО «РН-Юганскнефтегаз» применяет механическую очистку отложений скребками с УДС.

Существуют различные скребки по механизму своего действия.

Чаще всего используются:

1. Механизм с лебедкой на шасси с приводом;
2. Автоматические скребки с индивидуальным электроприводом;
3. Механизмы с ручным приводом;
4. Механизм, приводимый в движение за счёт движущегося потока нефти внутри насосно-компрессорных труб.

Частота операций очистки подбирается опытным путем индивидуально для каждой скважины.

Технология поставляется организацией ООО «Каскад» (г. Лангепас) и является наиболее распространённой и отработанной. Скребок скважин

осуществляется быстро и обладает низкой стоимостью, а также трудоёмкостью (предприятию необходимо нанимать дополнительный персонал). Также высока вероятность поломок и отложения парафина в коллекторах. ООО «Томскнефть» выполняет работы по удалению парафиноотложений скребками силами оператора проекта. Механический метод очистки не влияет на предотвращение образования АСПО, поэтому МОП составляет 3 дня.

В таблице 3.2 приведены относительные затраты предприятия на применение скребков (приведены для скребков различных конструкций) [24].

Таблица 3.2 - Приблизительные затраты на эксплуатацию скребков

МОП, сут.	1	3	7	14	21	30	60
Затраты на 1 скважину в год, у.е.							
Автоматич. индивидуальный электропривод	436	373	307	283	281	273	268
Передвижная лебедка с приводом от транспортной базы	773	258	110	55	36	26	13

Также стоит отметить опыт месторождений других регионов.

Чекмагушевский УДНГ

Нефти Чекмагушевских месторождений являются труднодобываемыми ископаемыми – порядка 22% от общего фонда.

Для борьбы с АСПО в ЧУДНГ применяются как превентивные методы, так и методы удаления отложений. Наиболее часто для борьбы с АСПО применяют химические реагенты.

В таблице 3.3 приведены относительные затраты предприятия на применение растворителей [24].

Таблица 3.3 - Приблизительные затраты на удаление АСПО растворителями

МОП, сут	1	3	7	14	21	30	60
Затраты на 1 скважину	24350	8210	3560	1698	1201	823	262

в год, у. е							
-------------	--	--	--	--	--	--	--

Таким образом, к классическим методам борьбы с парафиновыми отложениями можно отнести тепловое воздействие, механическую очистку и применение химических реагентов.

Для осуществления механической очистки в скважинах устанавливают скребковые штанги, дающие положительный эффект. Уменьшение нагрузки в среднем по Чекмагушевскому УДНГ составляет 1,2 раза, снижение динамического уровня на 140 м и увеличение межремонтного периода, что свидетельствует об обоснованности применения метода.

Другим используемым методом является обработка скважин горячей нефтью при помощи агрегата АДПМ (агрегат депарафинизации нефти). В ЧУДНГ довольно широко применяются такие обработки скважин (более 200 обработок ежегодно). Однако, ежегодно количество обработок горячей нефтью сокращается. Это связано с тем, что тепловые обработки скважин недостаточно эффективны и требуют больших затрат (расход около 12 м³ нефти на одну скважину). Поэтому за основное направление борьбы с АСПО принимается применение химических реагентов, которое заключается в предупреждении отложений с помощью ингибиторов и удалении их растворителем.

Саитовское месторождение

На Саитовском месторождении активно применяют химический метод борьбы с АСПО, в частности используют ряд ингибиторов образования АСПО и растворителей.

К используемым реагентам можно отнести:

1. ФЛЭК-Р-021 - для удаления отложений из футерованных различными материалами трубопроводов;

2. СОНПАР-5401-5403 - применяется для борьбы с отложениями на внутрискважинном оборудовании;
3. СНПХ-7941, KR-4R - применяется для борьбы с АСПО на внутрискважинном оборудовании

По результатам регулярной обработки скважин была отмечена некая стабилизация основных эксплуатационных показателей. Рисунок 3.1 иллюстрирует фактические нагрузки на полированный шток по нескольким скважинам Саитовского месторождения

Превентивные меры обработки скважин растворителями являются вторым направлением борьбы с АСПО.

В одной из скважин сняли динамограмму, по которой нагрузка и её форма говорят о наличии АСПО в ГНО (рисунок 3.1). Затем скважина была промыта реагентом для обработки внутрискважинного оборудования.

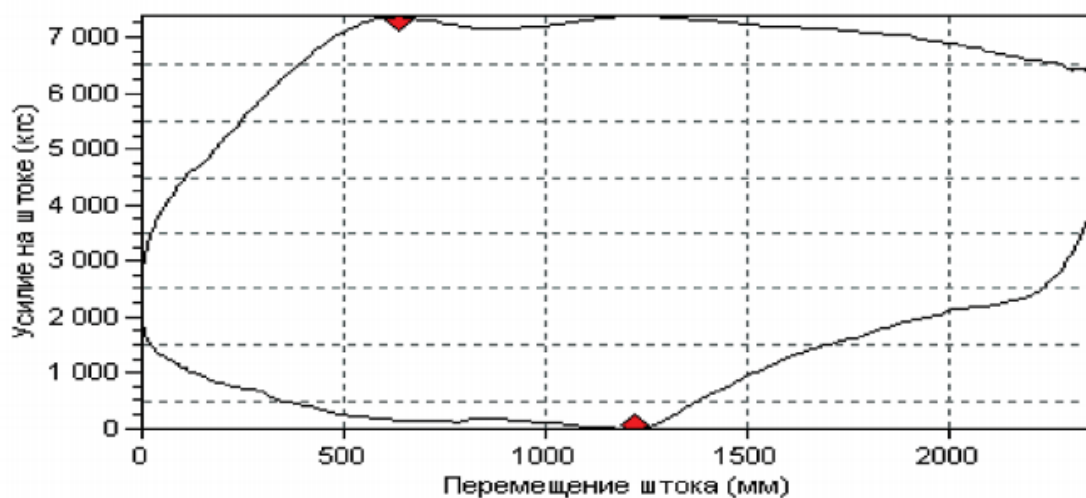


Рисунок 3.1 – Динамограмма, снятая в скважине с наличием АСПО в ГНО

После обработки повторно сняли динамограмму. Результаты показали, что нагрузка снизилась и почти в 2 раза.

Затем проводились плановые исследования данной скважины, которые показали, что при прекращении обработки скважины возросла нагрузка и ухудшилась эффективность работы насоса, что свидетельствует, о необходимости регулярной обработки скважин (рисунок 3.2).

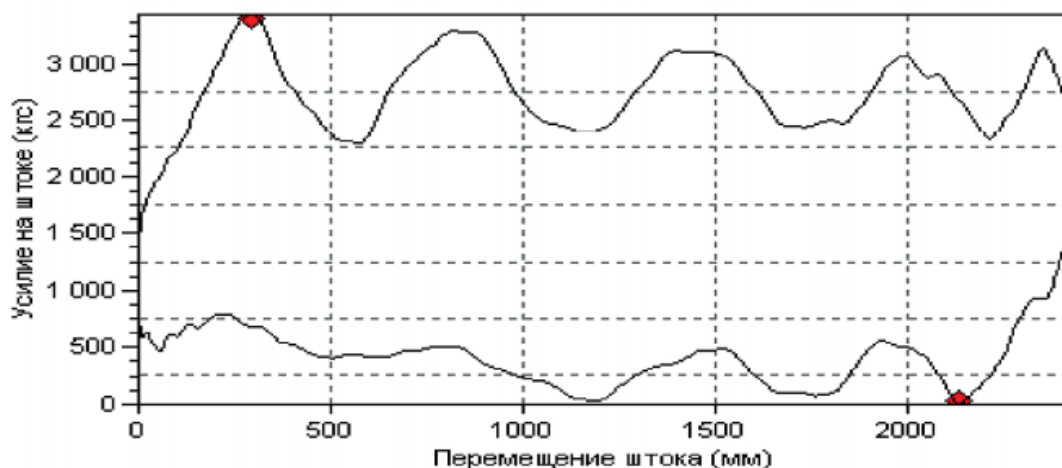


Рисунок 3.2 – Динамограмма, снятая в скважине после очистки от АСПО

Приобское месторождение

На ЮЛТ Приобского месторождения применяют следующие методы:

- Механическая очистка скребками;
- Тепловой обработкой скважин (нефтью или паром).

Чаще всего на скважинах Приобского месторождения используют скребкование для очистки АСПО (3200 процедур в месяц). При этом, регулярность проведения данной процедуры меняется от 1-4 до 28-30.

Анализ данных по частоте очисток показал, что частота очисток зависит от дебита и содержания воды. Так, на скважинах Приобского месторождения с дебитами до 30 м³/сут, частота скребкования составляет в среднем 6,0 процедур в месяц, с увеличением дебита частота очисток снижается до 4,0 очисток в месяц. Ввиду того, что рост содержания воды в нефти снижает интенсивность агрегации и выпадения АСПО – частота скребкования снижается.

На скважинах, где отложения АСПО имеют высокую твердость, методы скребкования не являются эффективными. На таких скважинах используют тепловые методы.

Таблица 3.4. – Опыт применения различных методов борьбы с АСПО

№ п/п	Наименование предприятия	Метод		
		Промывка скважин горячей нефтью	Механическая очистка отложений скребками с УДС	Применение химических реагентов
1	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	+	-	-
2	ООО «Томскнефть»	+	+	-
3	ОАО «АНК БАШНЕФТЬ»	+	+	+
4	ПАО «Газпромнефть»	+	+	

Рассмотрены методы их влияние на технологическую и экономическую сторону процесса на примере различных российских предприятий нефтедобывающей области.

Расчёт затрат на борьбу с парафином с использованием различных методов проведен на основе имеющихся литературных данных (рисунок 3.3).

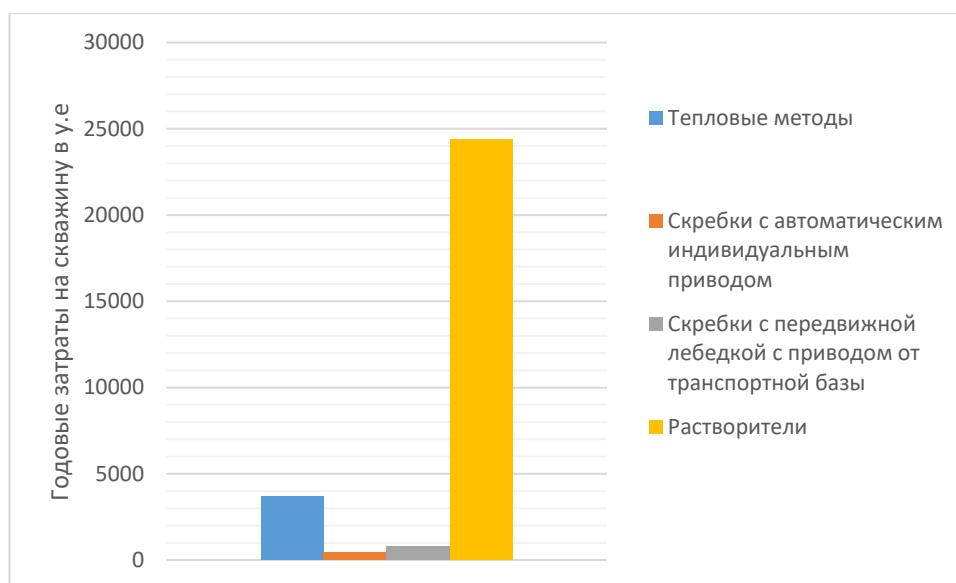


Рисунок 3.3 – Затраты на скважину при применении разных методов борьбы с АСПО (для МОП – 14 суток)

Из проведенных данных следует, что самыми дорогостоящими являются: применение растворителей) затем обработка скважин горячей нефтью, ингибиторы, электропрогрев, применение футерованных НКТ, термохимическая обработка.

Наиболее экономичным является применение скребков различной конструкции, которые являются основным способом борьбы с АСПО в большинстве нефтедобывающих предприятий.

Таблица 3.5 – Относительные затраты на технологии борьбы с АСПО

Наименование технологии	Технологический эффект, %	Индекс сравнения, (коэф.)	Объем внедрения в год, скв.
Механические методы			
Скребки штанговые, пластинчатые	до 100	0,5	221
Скребки-центраторы	до 100	1,1	529
Защитные покрытия НКТ		2,5	5,9
Остеклованные НКТ	80	5,7	61
Химические методы			
Применение термохимии	90	5,3	170
Ингибирование	50	82	0
Тепловые методы			
Электропрогрев	50	6,3	27
АДП	25	11,5	5
Физические методы			
Депарафинизатор	20	2,3	6

Как показывает практика, срок полезного использования покрытия НКТ составляет 5 лет и более. Однако применение покрытий не исключает полностью процесс отложения АСПО. В этой связи дополнительно проводятся обработки труб растворителями с периодичностью один раз в полгода.

Термохимические обработки показывают высокую эффективность за счёт двойного эффекта. Периодичность обработок сокращается в 1,5 раза, затраты на 17 % по сравнению с обычной обработкой нефтяным дистиллятом. Тепловые и физические методы широкого распространения не

получили по причине значительных затрат на их проведение и низкой эффективности.

Анализ применяемых технологий борьбы с АСПО показывает, что способы защиты внутрискважинного оборудования в периметре одной компании различаются в значительной степени. Выбор технологии определяется влиянием многих факторов, таких как способ добычи нефти, состав и интенсивность отложений, географическое расположение. Каждый способ борьбы с АСПО имеет свои достоинства и недостатки. В это связи важной задачей является подбор оптимальных технологий для конкретного месторождения или группы месторождений.

Можно заключить, что при большом разнообразии существующих методов борьбы с АСПО, фактически, на месторождениях применяют не более 3-4 методов, адаптированных под конкретное месторождение. Наиболее применяемыми методами являются:

- Промывка скважин горячей нефтью;
- Механическая очистка уже образовавшихся отложений;
- Применения химических реагентов – ингибиторов образования АСПО и растворителей АСПО.

Это можно объяснить тем, что данные методы являются хорошо изученными и проверенными в реальных условиях эксплуатации. Однако, исходя из проведенной исследовательской работы по современным методам борьбы с АСПО, на данный момент существует достаточно много различных способов борьбы с АСПО. Наиболее действенной является стратегия комбинирования различных методов борьбы, как превентивных, так и методов удаления, с АСПО на одном месторождении.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Никитаев Алексей Сергеевич

Институт	ИШПР	Кафедра	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР: Эффективность применения методов борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов согласно прейскурантам компаний – 2690,1 Оклад руководителя – 33664 Оклад инженера – 26300</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Накладные расходы 16%; Районный коэффициент 30%; Норма амортизации ПЭВМ 33,33%; Норма амортизации ПО 20%.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30,2%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>1. Потенциальные потребители результатов исследования 2. Анализ конкурентных технических решений 3. SWOT-анализ</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИИ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Проведение оценки экономической эффективности исследования моделирования процесса стабилизации газового конденсата</i>

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

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение социально-гуманитарных наук, Доцент	Клемашева Е.И	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Никитаев А. С		

4 Финансовый менеджмент

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Нефтедобывающая промышленность – важнейшая отрасль, формирующая экономику страны. Углеводороды нефти находят широкое применение в виде источника сырья для производства необходимых в хозяйстве веществ. Различными способами из них получают компоненты, необходимые для производства пластмасс, синтетического текстильного волокна, синтетического каучука, спиртов, кислот, синтетических моющих средств (СМС) и т.д.

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка. Размер компании очень важен, т.к. крупные компании часто используют новые технологии и могут поддаться риску, потому что имеют возможность возместить убытки.

Что касается отраслей, то не все предприятия могут пользоваться данным исследовательским проектом, а только нефтяная промышленность. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы.

По результатам проведенного сегментирования рынка методов борьбы с парафиновыми отложениями были определены основные сегменты, а также выбраны наиболее благоприятные (рис. 4.1).

Рисунок 4.1. – Сегментирование рынка

		Отрасль	
		Нефтедобывающие предприятия	Нефтеперерабатывающие предприятия
Раз	Крупные		

	Средние			
	Мелкие			



Как видно из таблицы основными сегментами рынка являются крупные и малые компании. Следовательно, наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтедобычи и нефтепереработки для формирования спроса является группа независимых крупных и малых нефтедобывающих компаний.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

В данном случае сравним выбранный метод борьбы с парафинистыми отложениями – термическое воздействие с введением химических реагентов и вибрационным воздействием.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице:

Таблица 4.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических разработок

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,15	5	5	4	0,75	0,75	0,60
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	1	4	0,75	0,15	0,60
2. Надежность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
4. Безопасность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
5. Энергоэкономичность	0,15	5	4	3	0,75	0,60	0,45
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена	0,2	5	3	4	1,0	0,6	0,8
2. Конкурентоспособность продукта	0,05	4	4	3	0,2	0,2	0,15
3. Финансирование научной разработки	0,05	2	5	4	0,1	0,25	0,2
4. Срок выхода на рынок	0,05	4	5	4	0,2	0,25	0,2
Итого	1	40	39	30	4,75	3,6	3,8

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Конкурентоспособность разработки составила 4,75, в то время как двух других аналогов 3,6 и 3,8 соответственно. Результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как удобство эксплуатации для потребителей, цена и энергоэкономичность.

4.1.3 SWOT-анализ

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

Таблица 4.2 - . Матрица SWOT.

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Простота применения С2. Высокая эффективность метода С3. Использование последних достижений в области борьбы с АСПО. С4. Относительно невысокая денежная и временная затратность проекта</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки Сл2. Отсутствие сертификации Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца Сл.4 Отсутствие бюджетного финансирования.</p>
<p>Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры предприятия. В2. Появление потенциального спроса на новые разработки В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных решений</p>	<p>Простота применения, Высокая эффективность метода, Использование последних достижений в области борьбы с АСПО увеличит спрос и конкурентоспособность НИР (В3,В4,С1,С2,С3). При подключении в работу инновационных структур уменьшается время разработки и появляются дополнительные денежные средства(В1,В2,С4).</p>	<p>Помощь в финансировании проекта и его сертификации могут оказать инновационные инфраструктуры (В1,В2,Сл2,Сл4). Необходимо снизить конкурентоспособность подобных разработок и расширить использование данной НИР во многих компаниях (В3,В4,Сл1,Сл3).</p>
<p>Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии</p>	<p>Использование более новой информации, простота и адекватность</p>	<p>Отсутствие прототипа, сертификации научной разработки, невозможность</p>

У2. Значимая конкуренция У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства	математической модели позволяют повысить спрос и конкуренцию разработки, что уменьшает влияние финансирования (С1,С2,С3,У1,У2,У4). В силу малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как сертификация (С4,У3).	использования в компаниях с традиционными методами обработки нефти приведет к отсутствию спроса и отсутствию конкуренции проекта (У1,У2,Сл1,Сл2,Сл3), а отсутствие финансирования приведет к невозможности получения сертификации (У3,Сл4).
--	--	---

4.2 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

Для оценки возможных путей совершенствования разработки или путей развития исследования можно использовать морфологический подход, который заключается в исследовании всех выявленных альтернатив, которые вытекают из закономерностей строения (морфологии) объекта исследования.

Морфологическая матрица приведена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Альтернативы проведения исследования

	1	2
А: Подход к борьбе с парафинистыми отложениями	Превентивные меры	Удаление уже образовавшихся отложений
Б: Метод борьбы с парафинистыми отложениями	Химический метод	Механическое воздействие
В: Тип дополнительных ресурсов	Химические реагенты	Устройства для механической очистки трубопровода

Выбор наиболее желательных функционально конкретных решений осуществляется с позиции его функционального содержания и ресурсосбережения. Для созданной морфологической матрицы выделим три наиболее перспективных пути развития разрабатываемой схемы снабжения, а именно:

1. А1Б1В1

2. А2Б2В2

Морфологическая матрица позволяет наглядно рассмотреть перспективы развития, возможность расширения производственных решений, введение модификаций и усовершенствование разрабатываемой схемы.

Наиболее приемлемым является третий вариант, так как сочетает в себе высокую экономичность и надежность.

4.3 Планирование научно-исследовательских работ

4.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ.

Таблица 4.4 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность Исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления Исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Исполнитель
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ существующей схемы стабилизации газового конденсата	Исполнитель
	6	Разработка математической модели процесса	Исполнитель
	7	Оценка адекватности математической модели реальному процессу	Исполнитель
	8	Оценка влияния технологических параметров на качество продукта	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Исполнитель
	10	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, Исполнитель
	11	Оформление пояснительной записки	Исполнитель
	12	Разработка презентации и	Исполнитель

4.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

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

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

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

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i},$$

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

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

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

В качестве примера рассчитаем продолжительность 1 работы – разработка ТЗ:

$$t_{\text{ожси}} = \frac{3t_{\text{min}} + 2t_{\text{maxi}}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 3}{5} = 1,8 \text{ чел-дн};$$

$$T_{\text{pi}} = \frac{t_{\text{ожси}}}{\text{Ч}_i} = \frac{1,8}{1} = 1,8 \text{ дн.}$$

4.3.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{\text{ки}} = T_{\text{pi}} \cdot k_{\text{кал}},$$

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

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

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48,$$

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22,$$

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

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

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

Все рассчитанные значения необходимо свести в таблицу (таб. 4.5).

Календарный план работ представлен в таб. 4.6.

Таблица 4.5 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Исполнители, количество		Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	t_{min} чел.-дни		t_{max} чел.-дни		$t_{ож}$ чел.-дни							
	исп. 1	исп. 2	исп. 1	исп. 2	исп. 1	исп. 2	исп. 1	исп. 2	исп. 1	исп. 2	исп. 1	исп. 2
Подбор и изучение материалов по теме	10	8	15	12	12,5	10	1	2	13	5	18	7
Выбор направления исследований	5	10	7	12	6	11	1	2	6	5	9	8
Календарное планирование работ по теме	4	9	6	11	5	10	1	1	5	10	7	15
Подбор литературы по существующим методам борьбы с АСПО	12	13	14	18	13	15,5	2	1	6	16	9	22
Анализ литературы по существующим методам борьбы с АСПО	10	13	14	15	12	14	1	2	12	7	17	10
Сравнение методов борьбы с АСПО	10	14	13	16	11,5	15	1	1	12	15	17	22
Сравнение методов борьбы с АСПО на месторождениях Западной Сибири	10	7	17	12	13,5	9,5	1	2	14	10	19	7
Оценка эффективности полученных результатов	5	10	10	13	7,5	11,5	1	2	8	12	10	8
Определение целесообразности проведения процесса	5	10	10	13	7,5	11,5	1	2	8	12	10	8
Оформление пояснительной записки	18	22	20	25	19	23,5	1	1	19	24	28	34
Разработка презентации и раздаточного материала	4	6	5	8	4,5	7	1	1	5	7	7	10
Итого, дн											151	152

4.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

4.4.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3-5 % от цены). Результаты по данной статье занесём в таблицу 4.7

Таблица 4.7 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Ед. Измерения	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Затраты на электроэнергию	кВт.ч	700	3,66	2562
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)				128,1
Итого:				2690,1

4.4.2 Расчет затрат на оборудование для научно-экспериментальных работ

Для выполнения данного проекта необходимо приобретение персонального компьютера для двух участников проекта, ПО MicrosoftOffice 365 для создания документов. Также необходимо иметь экспериментальные данные с завода, которые могут быть получены двумя способами: 1) запросить данные с лаборатории завода; 2) провести необходимые исследования в лаборатории кафедры.

Таблица 4.8 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед. оборудования	Цена ед. оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб
1	Персональный компьютер	2	18000	36000
2	Принтер	1	3000	3000
3	Microsoft Office 2016 Home and Business RU x32/x64	2	10000	20000
Итого:				59

4.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы

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

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

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

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб},$$

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

$T_{р}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 19);

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_{м} \cdot M}{F_{д}},$$

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

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

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

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

Таблица 4.9 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней (выходы\праздничные)	66	118
Потери рабочего времени		
- отпуск	56	28
- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	219

$$Z_{\text{дн(рук.)}} = \frac{33664 \cdot 11,2}{243} = 1551,6 \text{руб}$$

$$Z_{\text{дн(исп.)}} = \frac{26300 \cdot 10,4}{219} = 1249,0 \text{руб}$$

Месячный должностной оклад работника:

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

где Z_b – базовый оклад, руб.;

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

k_d – коэффициент доплат и надбавок (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: определяется Положением об оплате труда);

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

Таблица 4.10 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Z_b , руб.	$k_{\text{пр}}$	k_d	k_p	Z_m , руб	$Z_{\text{дн}}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	33664	1,3	-	1,3	48139,5	1551,6	40	62064
Исполнитель	26300	-	-	1,3	34190	1249,0	90	112410
Итого:								174474

4.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10 - 15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} ,$$

где $З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

$З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

В табл. ниже приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 4.11 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Инженер
Основная зарплата	62064	112410
Дополнительная зарплата	9309,6	16861,5
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	71373,6	129271,5

4.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) ,$$

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

Таблица 4.12 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	62064	9309,6
Инженер	112410	16861,5
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	30,2%	
Отчисления, руб.	52691,2	7903,7
Итого	60594,9	

Накладные расходы

Накладные расходы – это расходы на прочие затраты, не учитываемые в п.п 1.3.1 – 1.3.3, например, затраты на печать, ксерокопирование, оплата

интернета и прочих услуг связи и коммуникации, электроэнергии. Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1\div 7) \cdot k_{\text{нр}},$$

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

Величина коэффициента накладных расходов принята в размере 16%.

Рассчитаем накладные расходы на выполнение НИТ:

$$Z_{\text{накл}} = (2690,1 + 59000 + 60594,9 + 71373,6 + 129271,5) \cdot 0,16 = 51668,8$$

рублей.

4.4.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 4.13 – Расчет бюджета затрат НИТ

Наименование	Сумма, руб.	Удельный вес, %
Материальные затраты	2690,1	0,9
Амортизационные отчисления	-	0,0
Затраты на основную заработную плату	174474	55,3
Затраты на дополнительную заработную плату	26171,1	8,3
Страховые взносы	60594,9	19,2
Накладные расходы	51668,8	16,4
Общий бюджет	315598,9	100

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

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Таблица 4.14 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Вид работ	Стоимость разработки	Аналог 1	Аналог 2
Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты, руб.	2690,1	2738,2	2988,5
Основная заработная плата, руб.	174474	152901	152901
Дополнительная заработная плата, руб.	26171,1	22935,2	22935,2
Отчисления на социальные нужды, руб.	60594,9	48987,1	48987,1
Накладные расходы, руб.	51668,8	57627,8	57627,8
Итоговая себестоимость, руб.	315598,9	315647	315897,3

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{286653,2}{286951,6} = 99,8$$

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{286701,3}{286951,6} = 99,9$$

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{286951,6}{286951,6} = 1$$

где I_{ϕ}^p - интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

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

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

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i-го параметра;

b_i^a , b_i^p – бальная оценка i-го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Таблица 4.15 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Разработка	Исп.2	Исп.3
1. Эффективность разработки	0,2	5	4	4
2. Простота применения	0,2	4	5	4
3. Энергосбережение	0,4	5	5	3
4. Универсальность	0,1	4	4	3
5. Способствует росту производительности труда	0,1	4	5	4
ИТОГО	1	4,7	4,6	3,5

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

$$I_{финр}^{Исп1} = \frac{I_m^P}{I_\phi^P} = \frac{4,6}{0,98} = 4,7$$

$$I_{финр}^{Исп2} = \frac{I_m^{a1}}{I_\phi^{a2}} = \frac{4,7}{0,99} = 4,74$$

$$I_{финр}^{Исп3} = \frac{I_m^{a2}}{I_\phi^{a2}} = \frac{3,5}{1} = 3,5$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта (\mathcal{E}_{cp}):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{Исп1}}{I_{Исп2}}$$

Таблица 4.16 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Разработка	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,98	0,99	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,6	4,7	3,5
3	Интегральный показатель эффективности	4,7	4,74	3,5
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения (разработка относительно аналога)	1	0,992	1,34

Вывод: Сравнение значений интегральных показателей эффективности вариантов исполнения разработки показало, что наиболее эффективным вариантом решения технической задачи, поставленной в магистерской работе с позиции финансовой и ресурсной эффективности, является данная разработка.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Никитаев Алексей Сергеевич

ШКОЛА	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело


Тема дипломной работы: «Эффективность применения методов борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Парафиновые отложения, образующиеся при добыче и транспортировке нефти. Область применения – нефтедобывающая промышленность. Работа проводилась на базе НИ ТПУ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> • Природа воздействия • Действие на организм человека • Нормы воздействия и нормативные документы (для вредных факторов) • СИЗ коллективные и индивидуальные <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Термические источники опасности 2. Электробезопасность 3. Пожаробезопасности 	<p>1. Вредные факторы:</p> <p>1.1 Недостаточная освещенность;</p> <p>1.2 Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры;</p> <p>1.3 Шум, ПДУ, СКЗ, СИЗ;</p> <p>1.4 Повышенный уровень электромагнитного излучения, ПДУ, СКЗ, СИЗ;</p> <p>1.5 Наличие токсикантов, ПДК, класс опасности, СКЗ, СИЗ;</p> <p>2. Опасные факторы:</p> <p>2.1 Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, R_{заземления}, СКЗ, СИЗ;</p> <p>2.2 Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Выбросы в окружающую среду • Решения по обеспечению экологической безопасности 	<p>Наличие промышленных отходов (бумага-черновики, вторцвет- и чермет, перегоревшие люминесцентные лампы, оргтехника, обрезки монтажных проводов) и способы их утилизации;</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Рассмотрены 2 ситуации ЧС:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-коммуникациях, водоканале, транспорте); 2) техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма,

	диверсии, промышленного шпионажа), представлены мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.
4. Перечень нормативно-технической документации.	– ГОСТы, СанПиНы, СНиПы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.2021 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Федорчук Ю.М.	д.т.н.		26.05.2021 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Никитаев А. С		26.05.2021г.

5 Социальная ответственность

Социальная ответственность - ответственность отдельного ученого и научного сообщества перед обществом. Первостепенное значение при этом имеет безопасность применения технологий, которые создаются на основе достижений науки, предотвращение или минимизация возможных негативных последствий их применения, обеспечение безопасного как для испытуемых, как и для окружающей среды проведения исследований.

В ходе данной работы разработка и исследование высокоэффективного источника питания для телекоммуникационного оборудования. Работа выполнялась в лаборатории ИОА СО РАН. Все работы выполнялись с использования компьютера. Раздел также включает в себя оценку условий труда на рабочем месте, анализ вредных и опасных факторов труда, разработку мер защиты от них.

5.1 Производственная безопасность

5.1.1 Недостаточная освещенность

1. Согласно СНиП 23-05-95 в лаборатории, где происходит периодическое наблюдение за ходом производственного процесса при постоянном нахождении людей в помещении освещенность при системе общего освещения не должна быть ниже 300 Лк.
2. Правильно спроектированное и выполненное освещение обеспечивает высокий уровень работоспособности, оказывает положительное психологическое действие на человека и способствует повышению производительности труда.
3. На рабочей поверхности должны отсутствовать резкие тени, которые создают неравномерное распределение поверхностей с различной яркостью в поле зрения, искажает размеры и формы

объектов различия, в результате повышается утомляемость и снижается производительность труда.

4. Для защиты от слепящей яркости видимого излучения (факел плазмы в камере с катализатором) применяют защитные очки, щитки, шлемы. Очки на должны ограничивать поле зрения, должны быть легкими, не раздражать кожу, хорошо прилегать к лицу и не покрываться влагой.

5. Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен. Длина помещения $A = 7$ м, ширина $B = 6$ м, высота = 3,5 м. Высота рабочей поверхности над полом $h_p = 1,0$ м. Согласно СНиП 23-05-95 необходимо создать освещенность не ниже 150 лк, в соответствии с разрядом зрительной работы.

6. Площадь помещения:

$$7. S = A \times B,$$

8. где A – длина, м;

9. B – ширина, м.

$$10. S = 7 \times 6 = 42 \text{ м}^2$$

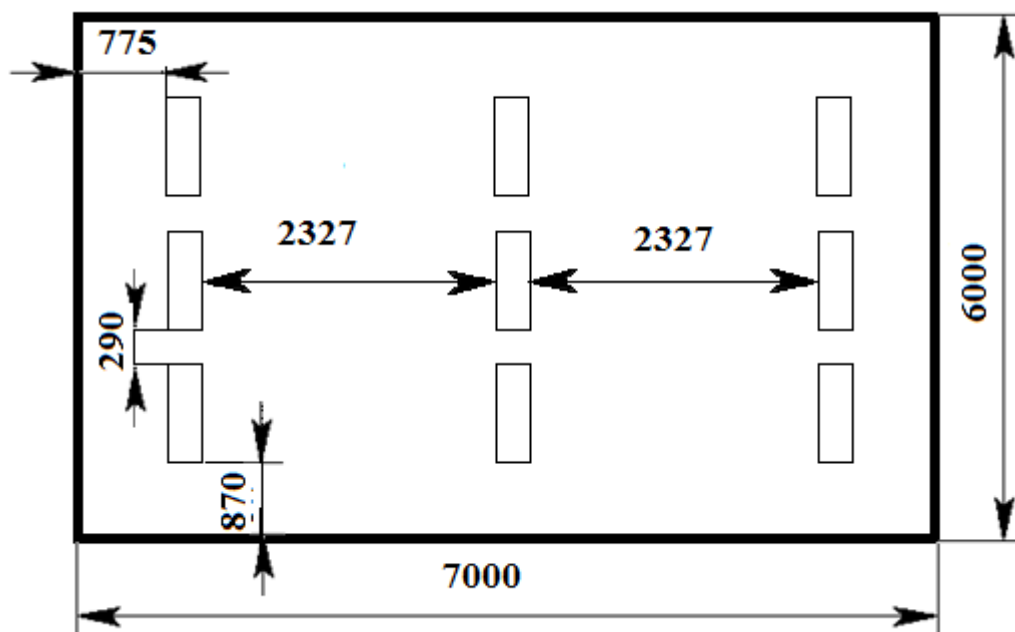
11. Коэффициент отражения свежепобеленных стен с окнами, без штор $\rho_C = 50\%$, свежепобеленного потолка $\rho_{П} = 70\%$. Коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника, для помещений с малым выделением пыли равен $K_3 = 1,5$. Коэффициент неравномерности для люминесцентных ламп $Z = 1,1$.

12. Выбираем лампу дневного света ЛД-40, световой поток которой равен $\Phi_{ЛД} = 2600$ Лм.

13. Выбираем светильники с люминесцентными лампами типа ОДОР-2-40. Этот светильник имеет две лампы мощностью 40 Вт каждая, длина светильника равна 1227 мм, ширина – 265 мм.
14. Интегральным критерием оптимальности расположения светильников является величина λ , которая для люминесцентных светильников с защитной решёткой лежит в диапазоне 1,1–1,3. Принимаем $\lambda=1,1$, расстояние светильников от перекрытия (свес) $h_c = 0,3$ м.
15. Высота светильника над рабочей поверхностью определяется по формуле:
16. $h = h_n - h_p$,
17. где h_n – высота светильника над полом, высота подвеса,
18. h_p – высота рабочей поверхности над полом.
19. Наименьшая допустимая высота подвеса над полом для двухламповых светильников ОДОР: $h_n = 3,5$ м.
20. Высота светильника над рабочей поверхностью определяется по формуле:
21. $h = H - h_p - h_c = 3,5 - 1 - 0,5 = 2,0$ м.
22. Расстояние между соседними светильниками или рядами определяется по формуле:
23. $L = \lambda \cdot h = 1,1 \cdot 2 = 2,2$ м
24. Число рядов светильников в помещении:
25. $Nb = \frac{B}{L} = \frac{6}{2,2} = 2,72 \approx 3$
26. Число светильников в ряду:
27. $Na = \frac{A}{L} = \frac{7}{2,2} = 3,2 \approx 3$
28. Общее число светильников:
29. $N = Na \cdot Nb = 3 \cdot 3 = 9$
30. Расстояние от крайних светильников или рядов до стены определяется по формуле:

$$31. l = \frac{L}{3} = \frac{2,2}{3} = 0,7 \text{ м}$$

32. Размещаем светильники в три ряда. На рисунке изображен план помещения и размещения светильников с люминесцентными лампами.



33.

34. Рисунок – План помещения и размещения светильников с люминесцентными лампами.

35. Индекс помещения определяется по формуле:

$$36. i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A+B)} = \frac{7 \cdot 6}{2,0 \cdot (7+6)} = 1,6$$

37. Коэффициент использования светового потока, показывающий какая часть светового потока ламп попадает на рабочую поверхность, для светильников типа ОДОР с люминесцентными лампами при $\rho_{\text{П}} = 70\%$, $\rho_{\text{С}} = 50\%$ и индексе помещения $i = 1,6$ равен $\eta = 0,47$.

38. Потребный световой поток группы люминесцентных ламп светильника определяется по формуле:

$$39. \Phi_{\text{л}} = (E \cdot S \cdot K_3 \cdot Z) / N \cdot \eta = (300 \cdot 42 \cdot 1,5 \cdot 1,1) / 18 \cdot 0,47 = 2457,44 \text{ лм}$$

40. Делаем проверку выполнения условия:

$$41. -10\% \leq \frac{\Phi_{\text{ЛД}} - \Phi_{\text{П}}}{\Phi_{\text{ЛД}}} \cdot 100\% \leq 20\%;$$

$$42. \frac{\Phi_{ЛД} - \Phi_{П}}{\Phi_{ЛД}} \cdot 100\% = \frac{2600 - 2457,44}{2600} \cdot 100\% = 5,5\%.$$

43. Таким образом, мы получили, что необходимый световой поток не выходит за пределы требуемого диапазона. Теперь рассчитаем мощность осветительной установки:

$$44. P = 18 \cdot 40 = 720 \text{ Вт}$$

5.1.2 Отклонение показателей микроклимата в помещении

Проанализируем микроклимат в помещении, где находится рабочее место. Микроклимат производственных помещений определяют следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха. Эти факторы влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Оптимальные и допустимые значения параметров микроклимата приведены в таблице 1 и 2.

Таблица 5.1 - Оптимальные нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	19-23	40-60	0.1
Теплый	23-25		0.1

Таблица 5.2 - Допустимые нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
	Нижняя допустимая граница	Верхняя допустимая граница		
Холодный	15	24	20-80	<0.5
Теплый	22	28	20-80	<0.5

Температура в теплый период года 23-25°C, в холодный период года 19-23°C, относительная влажность воздуха 40-60%, скорость движения воздуха 0,1 м/с.

Общая площадь рабочего помещения составляет 42м², объем составляет 147м³. По СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 санитарные нормы составляют 6,5 м² и 20 м³ объема на одного человека. Исходя из приведенных выше данных, можно сказать, что количество рабочих мест соответствует размерам помещения по санитарным нормам.

После анализа габаритных размеров рассмотрим микроклимат в этой комнате. В качестве параметров микроклимата рассмотрим температуру, влажность воздуха, скорость ветра.

В помещении осуществляется естественная вентиляция посредством наличия легко открываемого оконного проема (форточки), а также дверного проема. По зоне действия такая вентиляция является общеобменной. Основным недостатком - приточный воздух поступает в помещение без предварительной очистки и нагрева. Согласно нормам, СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 объем воздуха необходимый на одного человека в помещении без дополнительной вентиляции должен быть более 40м³[1]. В нашем случае объем воздуха на одного человека составляет 42 м³, из этого следует, что дополнительная вентиляция не требуется. Параметры микроклимата поддерживаются в холодное время года за счет систем водяного отопления с нагревом воды до 100°C, а в теплое время года – за счет кондиционирования, с параметрами согласно [2]. Нормируемые параметры микроклимата, ионного состава воздуха, содержания вредных веществ должны соответствовать требованиям [3].

5.1.3 Превышение уровней шума

Одним из наиболее распространенных в производстве вредных факторов является шум. Он создается рабочим оборудованием, преобразователями напряжения, рабочими лампами дневного света, а также проникает снаружи. Шум вызывает головную боль, усталость, бессонницу или сонливость, ослабляет внимание, память ухудшается, реакция уменьшается.

Основным источником шума в комнате являются компьютерные охлаждающие вентиляторы и. Уровень шума варьируется от 35 до 42 дБА. Согласно СанПиН 2.2.2 / 2.4.1340-03, при выполнении основных работ на ПЭВМ уровень шума на рабочем месте не должен превышать 82 дБА [4].

При значениях выше допустимого уровня необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты (СИЗ) и средства коллективной защиты (СКЗ) от шума.

Средства коллективной защиты:

1. устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;
2. изоляция источников шума от окружающей среды (применение глушителей, экранов, звукопоглощающих строительных материалов);
3. применение средств, снижающих шум и вибрацию на пути их распространения;

Средства индивидуальной защиты;

1. применение спецодежды и защитных средств органов слуха: наушники, беруши, антифоны.

5.1.4 Повышенный уровень электромагнитных излучений

Источником электромагнитных излучений в нашем случае являются дисплеи ПЭВМ. Монитор компьютера включает в себя излучения рентгеновской, ультрафиолетовой и инфракрасной области, а также широкий диапазон электромагнитных волн других частот. Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 напряженность электромагнитного поля по электрической составляющей на расстоянии 50 см вокруг ВДТ не должна превышать 25В/м в диапазоне от 5Гц до 2кГц, 2,5В/м в диапазоне от 2 до 400кГц [1]. Плотность магнитного потока не должна превышать в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц 250нТл, и 25нТл в диапазоне от 2 до 400кГц. Поверхностный электростатический потенциал не должен превышать 500В [1]. В ходе работы использовалась ПЭВМ типа Acer VN7-791 со следующими характеристиками: напряженность электромагнитного поля 2,5В/м; поверхностный потенциал составляет 450 В (основы противопожарной защиты предприятий ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.010 – 76.)[5].

При длительном постоянном воздействии электромагнитного поля (ЭМП) радиочастотного диапазона при работе на ПЭВМ у человеческого организма сердечно-сосудистые, респираторные и нервные расстройства, головные боли, усталость, ухудшение состояния здоровья, гипотония, изменения сердечной мышцы проводимости. Тепловой эффект ЭМП характеризуется увеличением температуры тела, локальным селективным нагревом тканей, органов, клеток за счет перехода ЭМП на теплую энергию.

Предельно допустимые уровни облучения (по *ОСТ 54 30013-83*):

- а) до 10 мкВт./см² , время работы (8 часов);
- б) от 10 до 100 мкВт/см² , время работы не более 2 часов;
- в) от 100 до 1000 мкВт/см² , время работы не более 20 мин. при условии пользования защитными очками;
- г) для населения в целом ППМ не должен превышать 1 мкВт/см².

Защита человека от опасного воздействия электромагнитного излучения осуществляется следующими способами:

СКЗ

1. защита временем;
2. защита расстоянием;
3. снижение интенсивности излучения непосредственно в самом источнике излучения;
4. экранирование источника;
5. защита рабочего места от излучения;

СИЗ

1. Очки и специальная одежда, выполненная из металлизированной ткани (кольчуга). При этом следует отметить, что использование СИЗ возможно при кратковременных работах и является мерой аварийного характера. Ежедневная защита обслуживающего персонала должна обеспечиваться другими средствами.
2. Вместо обычных стекол используют стекла, покрытые тонким слоем золота или диоксида олова (SnO_2).

5.2 Опасные факторы

5.2.1 Поражение электрическим током

К опасным факторам можно отнести наличие в помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток напряжением 220 В и частотой 50Гц. По опасности электропоражения комната относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует повышенная влажность, высокая температура, токопроводящая пыль и возможность одновременного сприкосновения токоведущих элементов с заземленными металлическими корпусами оборудования [6].

Лаборатория относится к помещению с без повышенной опасностью поражения электрическим током. Безопасными номиналами являются: $I < 0,1$ А; $U < (2-36)$ В; $R_{\text{зазем}} < 4$ Ом. В помещении применяются следующие меры защиты от поражения электрическим током: недоступность токоведущих частей для случайного прикосновения, все токоведущие части изолированы и ограждены. Недоступность токоведущих частей достигается путем их

надежной изоляции, применения защитных ограждений (кожухов, крышек, сеток и т.д.), расположения токоведущих частей на недоступной высоте.

Каждому необходимо знать меры медицинской помощи при поражении электрическим током. В любом рабочем помещении необходимо иметь медицинскую аптечку для оказания первой медицинской помощи.

Поражение электрическим током чаще всего наступает при небрежном обращении с приборами, при неисправности электроустановок или при их повреждении.

Для освобождения пострадавшего от токоведущих частей необходимо использовать непроводящие материалы. Если после освобождения пострадавшего из-под напряжения он не дышит, или дыхание слабое, необходимо вызвать бригаду скорой медицинской помощи и оказать пострадавшему доврачебную медицинскую помощь:

- обеспечить доступ свежего воздуха (снять с пострадавшего стесняющую одежду, расстегнуть ворот);
- очистить дыхательные пути;
- приступить к искусственной вентиляции легких (искусственное дыхание);
- в случае необходимости приступить к непрямому массажу сердца.

Любой электроприбор должен быть немедленно обесточен в случае:

- возникновения угрозы жизни или здоровью человека;
- появления запаха, характерного для горячей изоляции или пластмассы;
- появления дыма или огня;
- появления искрения;
- обнаружения видимого повреждения силовых кабелей или коммутационных устройств.

Для защиты от поражения электрическим током используют СИЗ и СКЗ.

Средства коллективной защиты:

1. Заземление источников электрического тока;
2. Использование щитов, барьеров, клеток, ширм, а также заземляющих и шунтирующих штанг, специальных знаков и плакатов.

Средства индивидуальной защиты:

45. Использование диэлектрических перчаток, изолирующих клещей и штанг, слесарных инструментов с изолированными рукоятками, указатели величины напряжения, калоши, боты, подставки и коврики.

5.2.2 Пожарная опасность

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, а здания на категории А, Б, В, Г и Д.

Согласно НПБ 105-03 лаборатория относится к категории В – горючие и трудно горючие жидкости, твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы, вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых находится, не относятся к категории наиболее опасных А или Б.

По степени огнестойкости данное помещение относится к 1-й степени огнестойкости по СНИП 2.01.02-85 (выполнено из кирпича, которое относится к трудносгораемым материалам).

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

- а) халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для локализации или ликвидации загорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения. Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды.

Огнетушители водо-пенные (ОХВП-10) используют для тушения очагов пожара без наличия электроэнергии. Углекислотные (ОУ-2) и порошковые огнетушители предназначены для тушения электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В. Для тушения токоведущих частей и электроустановок применяется переносной порошковый огнетушитель, например ОП-5.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

Для предупреждения пожара и взрыва необходимо предусмотреть:

1. специальные изолированные помещения для хранения и разлива легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), оборудованные приточно-вытяжной вентиляцией во взрывобезопасном исполнении - соответствии с ГОСТ 12.4.021-75 и СНиП 2.04.05-86;

2. специальные помещения (для хранения в таре пылеобразной канифоли), изолированные от нагревательных приборов и нагретых частей оборудования;

3. первичные средства пожаротушения на производственных участках (передвижные углекислые огнетушители ГОСТ 9230-77, пенные огнетушители ТУ 22-4720-80, ящики с песком, войлок, кошма или асбестовое полотно);

4. автоматические сигнализаторы (типа СВК-3 М 1) для сигнализации о присутствии в воздухе помещений дозврывных концентраций горючих паров растворителей и их смесей.

Лаборатория полностью соответствует требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, изображенного на рисунке 1, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.

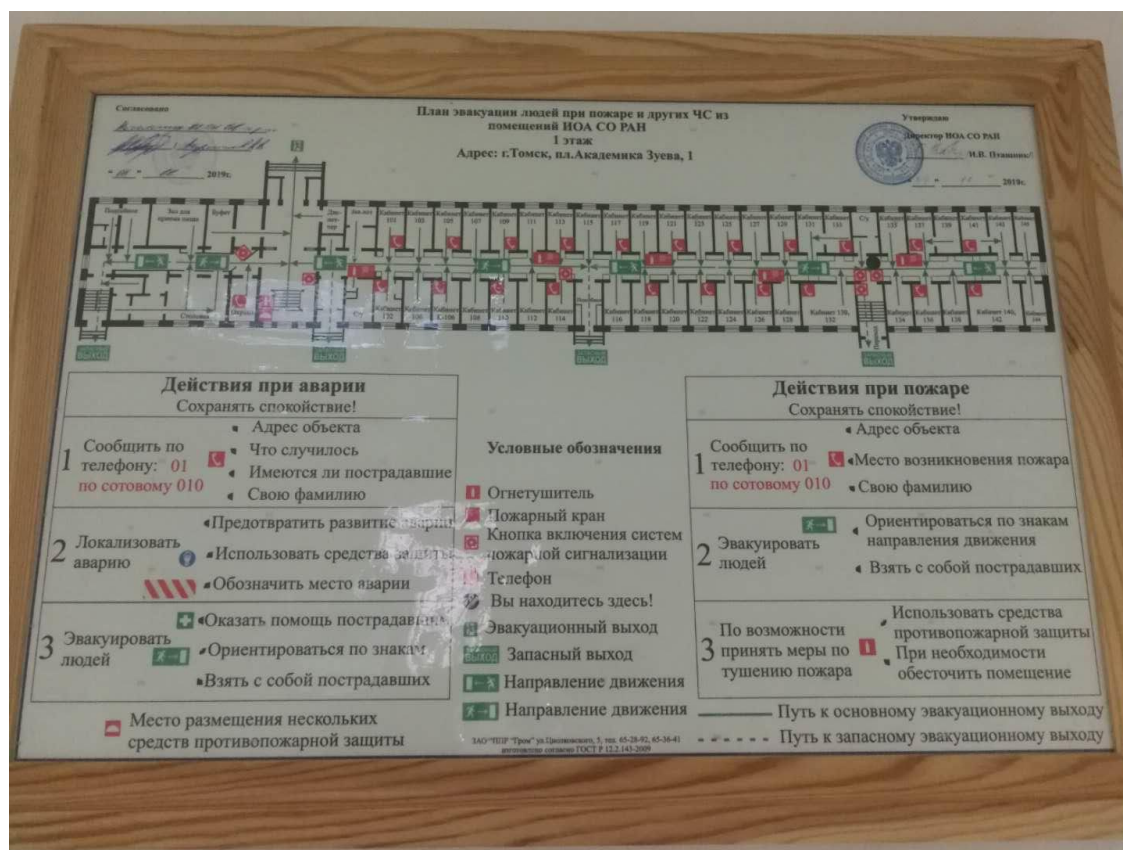


Рисунок 5.1 – План эвакуации

5.3 Экологическая безопасность

В компьютерах огромное количество компонентов, которые содержат токсичные вещества и представляют угрозу, как для человека, так и для окружающей среды.

К таким веществам относятся:

- свинец (накапливается в организме, поражая почки, нервную систему);
- ртуть(поражает мозг и нервную систему);

- никель и цинк (могут вызывать дерматит);
- щелочи (прожигают слизистые оболочки и кожу);

Поэтому компьютер требует специальных комплексных методов утилизации. В этот комплекс мероприятий входят:

- отделение металлических частей от неметаллических;
- металлические части переплавляются для последующего производства;
- неметаллические части компьютера подвергаются специально переработке [6];

Исходя из сказанного выше перед планированием покупки компьютера необходимо:

-Побеспокойтесь заранее о том, каким образом будет утилизирована имеющаяся техника, перед покупкой новой.

-Узнать, насколько новая техника соответствует современным эко-стандартам и примут ее на утилизацию после окончания срока службы.

Утилизировать оргтехнику, а не просто выбрасывать на «свалку» необходимо по следующим причинам:

Во-первых, в любой компьютерной и организационной технике содержится некоторое количество драгоценных металлов. Российским законодательством предусмотрен пункт, согласно которому все организации обязаны вести учет и движение драгоценных металлов, в том числе тех, которые входят в состав основных средств. За несоблюдение правил учета, организация может быть оштрафована на сумму от 20000 до 30000 руб. (согласно ст. 19.14. КоАП РФ);

Во-вторых, предприятие также может быть оштрафовано за несанкционированный вывоз техники или оборудования на «свалку»;

Стадия утилизации, утилизируя технику мы заботимся об экологии: количество не перерабатываемых отходов минимизируется, а такие отходы, как пластик, пластмассы, лом черных и цветных металлов, используются во вторичном производстве. Электронные платы, в которых содержатся

драгметаллы, после переработки отправляются на аффинажный завод, после чего чистые металлы сдаются в Госфонд, а не оседают на свалках.

Таким образом утилизацию компьютера можно провести следующим образом:

1.Использовать услуги профессиональной компании по рециклингу, которая может приехать и забрать все приборы, которые планируется сдать в переработку.

2.Можно обратиться в местный муниципалитет по вопросу переработки электроники.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Природная чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории или акватории, сложившейся в результате возникновения источника природной чрезвычайной ситуации, который может повлечь или повлек за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей и (или) окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Производство находится в городе Томске с континентально-циклоническим климатом. Природные явления (землетрясения, наводнения, засухи, ураганы и т. д.), в данном городе отсутствуют.

Возможными ЧС на объекте в данном случае, могут быть сильные морозы и диверсия.

Для Сибири в зимнее время года характерны морозы. Достижение критически низких температур приведет к авариям систем теплоснабжения и жизнеобеспечения, приостановке работы, обморожениям и даже жертвам среди населения. В случае переморозки труб должны быть предусмотрены запасные обогреватели. Их количества и мощности должно хватать для того, чтобы работа на производстве не прекратилась.

В лаборатории ИОА СО РАН наиболее вероятно возникновение чрезвычайных ситуаций (ЧС) техногенного характера.

ЧС техногенного характера — это ситуации, которые возникают в результате производственных аварий и катастроф на объектах, транспортных магистралях и продуктопроводах; пожаров, взрывов на объектах.

Для предупреждения вероятности осуществления диверсии предприятие необходимо оборудовать системой видеонаблюдения, круглосуточной охраной, пропускной системой, надежной системой связи, а также исключения распространения информации о системе охраны объекта, расположении помещений и оборудования в помещениях, системах охраны, сигнализаторах, их местах установки и количестве. Должностные лица раз в полгода проводят тренировки по отработке действий на случай экстренной эвакуации.

Заключение

В ходе выполнения ВКР был проведён анализ проблем и причин образования АСПО. Подробно рассмотрены современные методы борьбы с АСПО на месторождениях.

Выделяют два направления борьбы с АСПО – предупреждения и удаления, а именно:

- Использование гладких покрытий;
- Физические методы;
- Химические методы;
- Тепловые методы;
- Механические методы;

Рассмотрены методы, применяемые на месторождениях Западной Сибири. Наиболее применяемыми методами являются:

- Промывка скважин горячей нефтью;
- Механическая очистка уже образовавшихся отложений;
- Применения химических реагентов – ингибиторов образования АСПО и растворителей АСПО.

В ходе работы также были проанализированы вредные и опасные факторы, действующие на нефтегазодобывающем предприятии. Предложены средства минимизирующие действия данных факторов.

Рассмотрен перечень чрезвычайных ситуаций, которые могут произойти на производстве. Правовые и организационные вопросы являются неотъемлемой частью каждой организации, в разделе содержатся действующие нормативно-правовые документы, специальные нормы, связанные с выделением ряда норм трудового права в отдельные категории.

Список используемых источников

1. Misra Sanjay; Baruah Simanta; Singh Kulwant – Paraffin Problems in Crude Oil Production And Transportation: A Review//SPE Production & Facilities, 1995
2. Яценко, И. Г. Парафинистые и малопарафинистые нефти — закономерности пространственных и временных изменений их свойств / И. Г. Яценко // Технологии нефти и газа – 2009. – № 5. – С. 7-10
3. Sanjay, M.; Simanta, B.; Kulwant, S. Paraffin problems in crude oil production and transportation: A review. SPE Prod. Facil. 1995, 10, 50–54.
4. Marwa M. El-Dalatony , Byong-Hun Jeon 1, El-Sayed Salama , Mohamed Eraky , Won Beom Kim , Jihoon Wang and Taewoong Ahn. Occurrence and Characterization of Paraffin Wax Formed in Developing Wells and Pipelines/Energies 2019, 12, 967.
5. R.M. Jorda – Paraffin Deposition and Prevention in Oil Wells//J Pet Technol 18 (12): 1605–1612, 1966
6. Глущенко В. Н. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений. Нефтепромысловая химия / В. Н. Глущенко, В. Н. Силин. - М. : Интерконтракт Наука, 2009. - 475 с.
7. Kök, M.V.; Varfolomeev, M.A.; Nurgaliev, D.K. Wax appearance temperature (WAT) determinations of different origin crude oils by differential scanning calorimetry. J. Pet. Sci. Eng. 2018, 168, 542–545
8. Singh, P.; Venkatesan, R.; Fogler, H.S.; Nagarajan, N. Formation and aging of incipient thin film wax-oil gels. AIChE J. 2000, 46, 1059–1074.
9. Kumar, D.; Chishti, S.S.; Rai, A.; Patwardhan, S.D. Scale inhibition using nano-silica particles. In Proceedings of the SPE Middle East Health, Safety, Security, and Environment Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE, 2–4 April 2012.

10. Frenier, W.W.; Ziauddin, M. Formation, Removal, and Inhibition of Inorganic Scale in the Oilfield Environment; Society of Petroleum Engineers: Richardson, TX, USA, 2008.
11. Sun, X.; Ni, H.; Qiao, H.; Wang, X.; Ma, B.; Wang, R.; Shen, Z.; Zhao, M. Experimental study on the mechanism of carbon dioxide removing formation paraffin deposits. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 2016, 32, 59–65.
12. Newberry, M.E.; Barker, K. Formation damage prevention through the control of paraffin and asphaltene deposition. In Proceedings of the SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, OK, USA, 10–12 March 1985.
13. Marathe, R.; Turner, M.L.; Fogden, A. Pore-scale distribution of crude oil wettability in carbonate rocks. *Energy Fuels* 2012, 26, 6268–6281.
14. Shaojun, W.; Civan, F.; Strycker, A.R. Simulation of paraffin and asphaltene deposition in porous media. In Proceedings of the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, TX, USA, 16–19 February 1999.
15. Sanjay, M.; Simanta, B.; Kulwant, S. Paraffin problems in crude oil production and transportation: A review. *SPE Prod. Facil.* 1995, 10, 50–54
16. Булатов А. В., Кусов Г. В., Савенюк. Асфальтосмолопарафиновые отложения и гидратообразования : предупреждение и удаление – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг». Т. 1. – 2011. – 348 с.
17. Марьин В. И., Акчурин В. А., Демахин А. Г. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор - Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001 - 156 с.
18. Апасов, Т. К. Применение магнитных активаторов для борьбы с отложениями АСПО, солей и коррозией / Т. К. Апасов, Г. Т. Апасов, А. В. Саранча // Современные проблемы науки и образования – 2015 – № 2-

19. Ashton JP, Kirspel LJ, Nguyen HT, Credeur DJ (1989) In situ heat system stimulates paraffinic-crude producers in Gulf of Mexico. SPE Prod Eng 4:157–160
20. Allen TO, Roberts AP (1978) Production operations 2. Well completions, workover, and simulation, 3rd edn. Oil & Gas Consultants International, Inc, Tulsa
21. Adewumi MA, Eltohami ES, Solaja A (2003) Possible detection of multiple blockages using transients. J Energy Resour. Technol [Internet] 125(2):154.
22. Персиянцев М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000, - 653 с.: ил.
23. Рагулин В. В., Смолянец Е. Ф., Михайлов А. Г., Латыпов О. А., Рагулина И. Р. Исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов // Нефтепромысловое дело. 2001. № 5. С. 33-36 с.
24. Вахитов Т. М., Комплексные решения по повышению надежности эксплуатации внутрискважинного оборудования в осложненных условиях на месторождениях ОАО АНК «Башнефть» // Инженерная практика – Москва – 2010 - № 6.
25. Басарыгин, Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации /Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов. — Том - 5. — Москва: 2001. — 431 с.
26. Кучумов, Р. Я. Анализ и моделирование эффективности эксплуатации скважин, осложненных парафино-солеотложениями / Р. Я. Кучумов, М. Ф. Пустовалов, Р. Р. Кучумов. – М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2005. – 186 с
27. ГОСТ 54 30013-83 Электромагнитные излучения СВЧ. Предельно допустимые уровни облучения. Требования безопасности

28. ГОСТ 12.4.154-85 “ССБТ. Устройства, экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты”
29. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
30. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 "Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ)".
31. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
32. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
33. ГОСТ 12.4.123-83. Средства коллективной защиты от инфракрасных излучений. Общие технические требования.
34. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
35. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
36. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
37. ГОСТ 12.2.037-78. Техника пожарная. Требования безопасности
38. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к качеству атмосферного воздуха
39. ГОСТ 30775-2001 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов.