

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

УДК 622.276.72(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Виноградов Владимир Вячеславович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2023 г.

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
1	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>
2	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>
3	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>
4	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>
5	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>
6	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>
7	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>
8	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>
9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Виноградову Владимиру Вячеславовичу

Тема работы:

АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№39-65/с от 08.02.2023

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Классификация нефтей по содержанию парафинов. Анализ пространственного распределения нефтей по содержанию парафинов. Состав и свойства парафиновых отложений. Причины образования парафиновых отложений в скважинах и линейных сооружениях. Анализ условий образования парафинов. Определение коэффициента теплопередачи. Описание современных технологий борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Томской области. Предупреждение образования парафиновых отложений. Методы удаления парафиновых отложений. Технические усовершенствование технологий при борьбе с парафино - образованием в скважинах и линейных сооружениях. Расчёт распределения температуры насыщения нефти парафином в добывающей

	скважине. Производственная безопасность. Вредные факторы. Опасные факторы. Экологическая безопасность. Мероприятия по защите окружающей среды. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Анализ причин и условия образования парафиновых отложения в процессе добычи нефти	Старший преподаватель Гладких Марина Алексеевна
Анализ современного опыта применения технологий по борьбе с парафиновыми отложениями в отечественной и зарубежной нефтедобычи	Старший преподаватель Гладких Марина Алексеевна
Комплексный подход при борьбе с парафиновыми отложениями в процессе добычи нефти	Старший преподаватель Гладких Марина Алексеевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Маланина Вероника Анатольевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель Гуляев Милий Всеволодович

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

Анализ причин и условия образования парафиновых отложения в процессе добычи нефти
Анализ современного опыта применения технологий по борьбе с парафиновыми отложениями в отечественной и зарубежной нефтедобычи
Комплексный подход при борьбе с парафиновыми отложениями в процессе добычи нефти
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Виноградов Владимир Вячеславович		

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2022 /2023 учебного года

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	22.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
03.04.2023	Анализ причин и условия образования парафиновых отложения в процессе добычи нефти	25
28.04.2023	Анализ современного опыта применения технологий по борьбе с парафиновыми отложениями в отечественной и зарубежной нефтедобыче	25
15.05.2023	Комплексный подход при борьбе с парафиновыми отложениями в процессе добычи нефти	30
20.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
25.05.2023	Социальная ответственность.	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марна Алексеевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 96 страниц, 18 рисунков, 17 таблиц. Список литературы - 42 источника. Исследование не включает приложение.

Ключевые слова: ингибиторная защита, осложнения при добыче нефти, парафиноотложение, технологии защиты оборудования, трубный ассортимент.

Объект – парафиновые осложнения, возникающие при эксплуатации нефтяных скважин и методы их предотвращения.

Цель – анализ технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на месторождениях Томской области.

В процессе работы на выпускным квалификационным исследованием представлены приемы и технологии удаления и предупреждения отложений АСПО , а также перспективы использования инновационных методов.

Область применения: осложненный фонд скважин.

Потенциальная экономическая эффективность связана с повышением производительности эксплуатации оснащения в связи с использованием новых методов удаления и профилактики парафиновых отложений.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. ПРИЧИНЫ И УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСПО В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ	14
1.1. Парафины и их содержание в нефти.....	14
1.2. Процесс и причины формирования осложнений, связанных с АСПО.....	17
2. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ АСПО.....	27
2.1. Методы удаления АСПО.....	27
2.2. Предупреждение образования АСПО.....	39
3. КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ АСПО В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ.....	47
3.1 Общие сведения о «Ф» месторождении	47
3.2 Физко-химические свойства нефти и газа.....	48
3.3 Технологии удаления АСПО	49
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	55
4.1 Предпроектный анализ	55
4.1.1 Технико-экономическое обоснование проекта.....	55
4.2 Планирование графика и бюджета реализации проекта.....	56
4.2.1 Разработка графика выполнения работ	56
4.2.2 Расходы на оплату труда и отчисления во внебюджетные фонды.....	58
4.2.3 Расчет затрат на специальное оборудование	60
4.3 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта.....	64

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	67
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	68
5.1.1 Организационные мероприятия	68
5.1.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	69
5.2 Производственная безопасность	70
5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов.....	70
5.2.2 Вредные факторы.....	71
5.2.2.1 Повышенный уровень шума	71
5.2.2.2 Повышенный уровень вибрации	71
5.2.2.3 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения необходимого искусственного освещения.....	72
5.2.2.4 Производственные факторы, связанные в электромагнитными полями	73
5.2.2.5 Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды в рабочей зоне	74
5.2.2.2.6 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	75
5.2.3 Опасные факторы.....	75
5.2.3.1 Пожаровзрывоопасность	75
5.2.3.2 Производственные факторы, связанные с электрическим током....	78
5.2.3.3 Аппараты под давлением	81
5.3. Экологическая безопасность.....	82
5.3.1 Анализ воздействия на литосферу	82
5.3.2 Анализ воздействия на атмосферу	83
5.3.3 Решения по обеспечению - экологической безопасности	84
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	86
5.4.1 Анализ вероятных ЧС на месторождениях Томской области.....	86
5.4.2 Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС	87
5.4.3 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	88
5.4.3.1 Организационные мероприятия	88

5.4.3.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	91
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	93

ВВЕДЕНИЕ

В современных условиях добыча нефти осложнена таким явлением как АСПО, которое отчасти или полностью загромождают проходное сечение насосно-компрессорных труб на глубинах до 600 - 800 м, прибывая первопричиной роста нагрузок на оборудование скважин и сокращения подачи погружных насосов.

Предоставленная проблема, не смотря на многочисленные изыскания и опытные разработки в полной мере до сих пор не решена. АСПО обладают обширными интервалами изменения своего состава, различаются по своим физико-химическим и механическим свойствам, образуются в разнообразных термобарических условиях подъема жидкости в скважинах.

Используемые на данный момент методы и приемы защиты скважин от асфальтосмолопарафиновых отложений не всегда гарантируют действенное предупреждение неблагоприятных процессов. Сопряжено это утверждение не с эффективностью используемых научно-технических решений, а с уникальностью условий эксплуатации месторождений.

Для эффективного решения трудностей борьбы асфальтосомлопарафиновыми отложениями требуется разбираться в специфике возникновения и условия их удаления. Опытные и теоретические особенности образования АСПО, механизм и факторы, влияющие на формирование кристаллов парафина с учетом термобарического состояния в скважине представлены в работах Н. Непримерова, В. Тронова, Н. Черемисина, Б. Рагулина, А. Минеева, Г. Требина, З. Хабибуллина, А. Волошина, Ф. Угнера и прочих авторов. Долголетняя работа ученых показала, что осаждение АСПО происходит по кристаллизационному механизму, а устанавливающим условием представляется падение температуры потока нефтяной жидкости.

Цель выпускной квалификационной работы - анализ методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на месторождениях Томской области.

1. Для достижения цели решаются выдвинутые задачи:
2. Проанализировать факторы и условия формирования АСПО.
3. Изучить современные методы борьбы с АСПО.
4. Проанализировать комплексный подход к борьбе с АСПО на нефтяных месторождениях.
5. Рассчитать финансовые затраты на исследование.
6. Привести мероприятия, связанные с социальной ответственностью организации.

Объект исследования - асфальтосмолопарафиновые отложения, появляющиеся в процессе эксплуатации скважин нефтегазоконденсатных месторождений Томской области.

Предмет - способы и технологии борьбы с причинами и механизмами развития АСПО.

Структурно работа представлена введением, пятью главами, заключением, списком используемых источников.

Обозначения, определения и сокращения

- 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.

1. ПРИЧИНЫ И УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСПО В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

1.1. Парафины и их содержание в нефти

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) (англ. Heavy oil deposits, asphaltene sediments) — составляющие нефти, осаждающиеся на внутренних стенках труб и другого оборудования и затрудняющие его добычу, передачу и хранение.

Образование парафина на внутренних стенках нефтедобывающего оборудования и их удаление/профилактика одна из главнейших проблем нефтедобывающей отрасли.



Рисунок 1 – Состояние труб подвергшихся осложнениям АСПО

Большинство газонефтяных месторождений находятся на завершающей стадии разработки. Они характеризуются высоким индексом обводненности добываемых полезных ресурсов.

Основным фактором воздействующим на отложение парафина является вода. Механизм образования следующий: на гидрофильной

поверхности вода образует постоянный слой, а нефть в форме капель соприкасается с внутренней стороной оборудования.

Чем больше воды в нефти, адгезия парафина замедляется, а на гидрофобных поверхностях происходит обратный процесс. При этом АСПО – это смесь, где парафина может быть от 20% до 70%, а нефти соответственно от 45%, смолисто-асфальтеновых веществ (20–40 % масс.), силикагелевых смол, масел, воды и механических примесей.

Если же главными тяжелыми составляющими АСПО представлены асфальтены, а не парафины, необходимо говорить об «асфальтеновых» АСПО. Но в исходной работе рассматриваются «парафиновые» АСПО.

В основу классификации нефти, которая бы конкретно указывала ее химический состав, было положено присутствие количественное каких-либо углеводородов в самой нефти:

- парафиновые нефти;
- парафино-нафтеносые нефти;
- нафтеносые нефти;
- парафино-нафтенос-ароматические нефти;
- нафтенос-ароматические нефти;
- ароматические нефти.

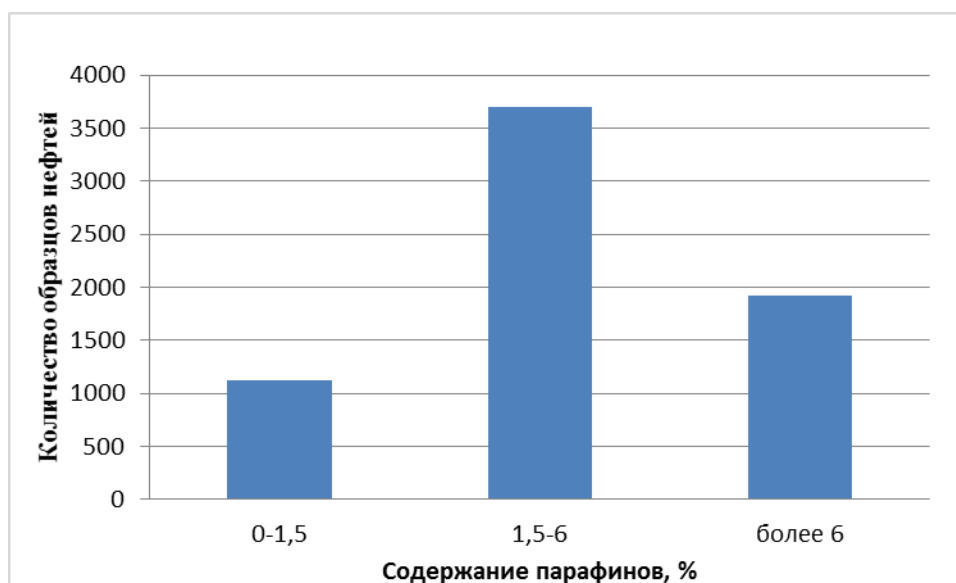


Рисунок 2 - Диаграмма распределение нефтей мира по содержанию парафинов

В условиях пласта парафины растворены в нефти. Количество АСПО может отличаться в зависимости от глубины скважины, на каждом ее участке. Другими словами, состав нефти меняется на всем протяжении ствола скважины. Количество парафина увеличивается на глубине и снижается к устью.

Температура плавления зависит от молекулярной массы. Чем она выше, тем выше температура плавления. Плотность парафинов в твердом состоянии находится в пределах 865. 940 кг/м³, в расплавленном - 777-790 кг/м³. Чем больше содержание парафина в отложениях, тем меньше в них содержится смолистых веществ.

Следовательно, ключевыми составляющими отложений являются парафины, содержание которых является 20. 70 % мас. , и асфальтено-смолистые соединения - 20. 40 % мас.

АСПО представляют собой сложную структурированную систему с ярко проявленным ядром из асфальтенов и сорбционно-сольватным слоем из нефтяных смол(ССЕ). Асфальтосмолистые вещества(АСВ) представляют собой гетероциклические сочетания сложного смешанного строения, в состав которых имеются азот, сера, кислород и металлы (Fe, Mg, V, Ni, Ca, Ti, Mo, Cu, Cr и др.

До девяносто восьми процентов АСВ состоит из ароматических и нафтеновых структур. «Скелет» молекул смол и асфальтенов образует углеводородный каркас, на который приходится 70-90 % от общего веса молекул. В генетическом связанном ряду углеводороды – смолы - асфальтены видна определённая тенденция:

- обеднения водородом и обогащения углеродом;
- растёт удельный вес ароматических составляющих структуры;
- увеличивается степень их конденсированности;
- становится меньше атомов углерода в периферийной части;

- увеличивается количество атомов в центральном ядре молекул – полиядерной структуре с сильным преобладанием ароматических колец.

В смолах преобладает кислород, а в асфальтенах азот. В зависимости составляющих нефти и места ее добычи, количество и наличие в ней твердых углеводородов, а также в зависимости от места отбора проб состав отложений включает:

- парафины – 9.77 %;
- смолы – 5.30 %;
- асфальтены – 0,5.70 %;
- связанную нефть до 60 %; механические примеси – 1.10 %;
- воду – от долей до нескольких процентов;
- серу – до 2 %.

В зависимости от содержания органических составляющих АСПО предложено подразделять на три класса :

1. асфальтеновый – $P/(A+C) < 1$;
2. парафиновый – $P/(A+C) > 1$;
3. смешанный – $P/(A+C) \sim 1$,

где П, А и С - содержание (% масс.) парафинов, смол и асфальтенов, соответственно.

1.2. Процесс и причины формирования осложнений, связанных с АСПО

Важное значение для образования АСПО при добыче нефти оказывает ряд условий [38]:

- снижение давления на забое и взаимосвязанное с данным изменениями гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- усиленное выделение газа;
- уменьшение температуры в нефтяном пласте и трубах скважины;

- изменение скорости течения смеси «жидкость – газ» и отдельных её составляющих;

- состав углеводородов в каждой фазе газожидкостной системы;

- пропорции нефти и воды.

АСПО образуется на различных глубинах, и место образования отложения зависит от режима работы нефтяной скважины. Ключевыми термодинамическими причинами, влияющими на образование отложений, являются снижение давления и температуры. Разгазирование нефти также значительно действует на скорость протекания обозначенного процесса. Быстрому отложению АСПО содействуют или препятствуют представленные ниже условия:- присутствие в нефти углеводородных высокомолекулярных соединений, а, именно, парафинов;- снижение давления в пласте до давления насыщения; - уменьшение температуры потока до значений, при которых выделяется твердая фаза из нефти;

- использование подложки с низкой температурой, на которой образуются кристаллы высокомолекулярных углеводородов с достаточно сильным сцеплением их с поверхностью, исключающим срыв твердых отложений течением газожидкостной смеси или нефти при заданном режиме технологии. В соответствии с данными исследования [28], среди основных факторов влияющих на образование АСПО является температура. С падением последней и выделением газа из нефти растворяющая способность ее по отношению к парафинам уменьшается. Закономерности изменения температуры по глубине скважины зависят от передачи тепловой энергии окружающим скважину породам, жидкостью, текущей по трубам скважины. Этот эффект зависит также от расширения газожидкостной смеси. Разница температур жидкости и окружающих пород на определённой глубине скважины увеличивает интенсивность теплоотдачи. Росту скорости теплоотдачи обозначен теплопроводностью среды межтрубного пространства [35]. По экспериментальным данным [7], температура вдоль скважины определяется такими факторами, как теплоотдача, а,

следовательно, и дебитом скважины. В соответствии с научными данными [9] процесс формирования АСПО на внутренних поверхностях нефтепромыслового оборудования может происходить по трем механизмам. Во-первых, кристаллизационно-поверхностный связан с кристаллизацией углеводородов на металлической поверхности и постепенным накапливанием твердой фазы осадка во времени, за счет подпитки из нефтяной системы. Во-вторых, осадочно-объемный механизм, базирующийся на том, что кристаллы углеводородов образуются в объеме НДС и постепенно оседают на внутренней поверхности оборудования, образуя осадочный слой из органических соединений. В-третьих, смешанный механизм, сочетающий в себе особенности первых двух. Независимо от механизма, процесс образования (кристаллизации) твердых углеводородов является определяющим условием формирования АСПО [10].

В состав твердых углеводородов нефти включены парафиновые углеводороды многообразной молекулярной массы, нафтеновые углеводороды, располагающие длинные алкильные заместители типичного и изо-строения, алкилпроизводные ароматических и нафтенно-ароматических углеводородов [11]. Если температура нефти выше температуры плавления твердых углеводородов, то такие соединения находятся в растворенном виде в жидкой фазе нефтяной системы, а при охлаждении они выделяются из нефти в виде кристаллов, способных к формированию пространственных структур.

В условиях кристаллизации растворяющая способность нефти снижается, в следствии чего случается выделение углеводородов из нефтяной системы в виде кристаллов и формирование дисперсной фазы [12]. Течение кристаллизации наступает с выделения из сверхнасыщенного раствора мельчайших частиц кристаллизующегося вещества (зародышей кристаллов), на поверхности которых согласно дислокационной теории А. Китайгородского находятся центры кристаллизации (дислокации) за счет которых происходит их дальнейший рост [13]. При понижении температуры

в первую очередь выкристаллизовываются особенно высокоплавкие углеводороды, на кристаллической структуре которых поочередно кристаллизуются углеводороды с наименьшей температурой плавления и наименьшим числом атомов углерода в молекуле [14]. Температура кристаллизации углеводородов сильно отличается в зависимости от их химического строения даже в пределах одного гомологического ряда при одинаковой молекулярной массе. Известно, что ПУ нормального строения (н-алканы) характеризуются самыми высокими температурами кристаллизации по сравнению с разветвленными и циклическими углеводородами (при одинаковом количестве атомов углерода в молекуле), т. только для н-алканов свойственны межмолекулярные (дисперсионные) взаимодействия между всеми атомами углерода соседних молекул [15]. Таким образом, образование АСПО на внутренних стенках нефтепромыслового оборудования, главным образом, связано с процессом кристаллизации ПУ [16].

Математическое моделирование и опытные испытания различных лабораторий при нефтедобывающих компаниях показали, что перед оседанием парафина на оборудовании, его кристаллы преобразуют свои структуры в широкую сплошную «сетчатую» ленту. В таком состоянии адгезионные свойства усиливаются и объем отложения увеличивается [1].

Отложения, как уже было сказано выше, могут появиться на любом участке внутрискважинного оборудования, но их количество всегда возрастает к устью скважины.

Данный процесс обусловлен снижением давления в компрессионо-насосном оборудовании. При понижении давления в потоке по сравнению с давлением насыщения, из однофазной выделяется газ и твердые углеводороды, количество которых растет от точки равного давления к устью скважины. Газ движется быстрее жидкости и термоборические условия быстро меняются по длине потока. Снижается как давление, так и температура в потоке добываемого пластового флюида [1].

Другими словами, быстрому осаждению и последующему накоплению ПО способствует разность температур возникающей по всей длине компрессорно-насосных труб(рисунок 3).

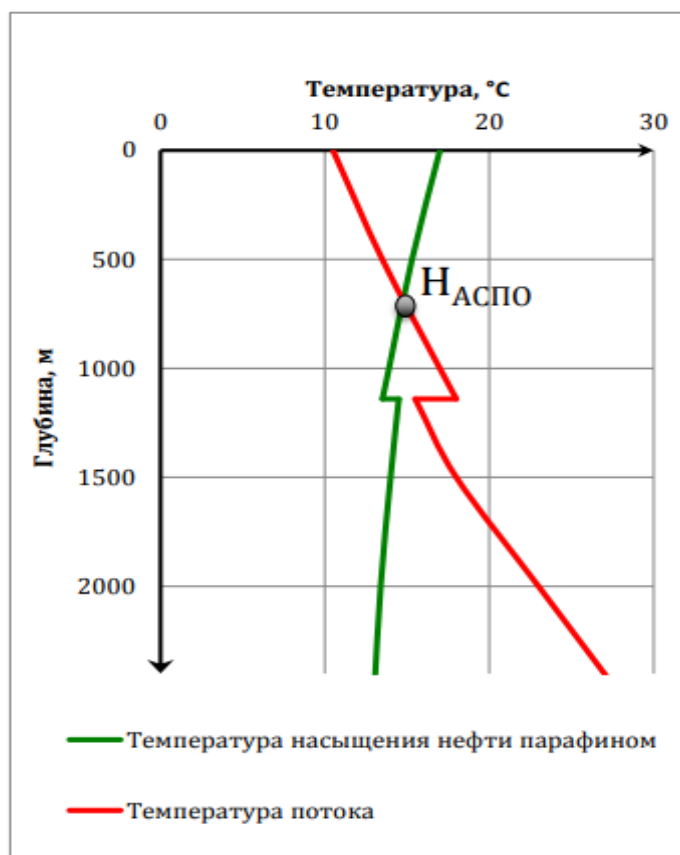


Рисунок 3 – Графические данные образования точки ПО в скважине

Если рассматривать гипотезу, в основе которой лежат представления о том, что парафинизация компрессионно-насосных труб осуществляется за счет газовых пузырьков. Поверхность пузырька – адсорбационная пленка из смолистых веществ. Они способны удерживать взвешенные частицы, которые, в последствии, соприкасаясь со стенкой, оседают на ней.

Учитывая гидрофобные свойства парафинов, слой отложений из кристаллов последнего и пузырьков газа,кратно увеличивается. Чем больше пузырьков, тем меньше плотность слоя.

Следовательно, менее плотные слои формируются в верхней части подъемных труб, где пузырьки имеют меньшую силу прилипания к кристаллам парафина.

При подъёме в эксплуатационной колонне или в колонне НКТ жидкость на элементарном участке трубы dhs боковой поверхностью πDdh отдаёт через стенку трубы теплоту, количество которой равно $K[t_{ж} - t_{oc}]\pi Ddh$. Температура жидкости уменьшается при этом на $c_{ж}\rho_{ж}vF_{тр}dt_{ж}$.

Очевидно, что

$$K[t_{ж} - (t_{пл} - wh)]\pi Ddh = c_{ж}\rho_{ж}vF_{тр}dt_{ж} \quad (1)$$

где K – коэффициент теплопередачи от жидкости окружающей среде;

$t_{ж}$ – температура жидкости на элементарном участке;

D – внутренний диаметр трубы;

$c_{ж}$ – удельная теплоемкость жидкости;

$\rho_{ж}$ – плотность жидкости;

v – средняя скорость течения жидкости;

$F_{тр}$ – площадь проходного сечения трубы;

w - геотермический градиент;

$t_{пл}$ – пластовая температура (температура жидкости на забое скважины);

h - расстояние (по вертикали) от забоя до рассматриваемого элементарного участка трубы;

t_c - температура окружающей среды (температура горных пород на глубине $H_{скв}-h$; $H_{скв}$ – глубина скважины).

С учётом того, что $vF_{тр} = q$ (объёмный расход жидкости), решение уравнения (1) имеет вид:

$$t_{ж} = t_{пл} - wh + \frac{c_{ж}w\rho_{ж}q}{K\pi D} - C_1 \cdot e^{\frac{K\pi Dh}{c_{ж}\rho_{ж}q}}, \text{ или} \quad (2)$$

$$t_{ж} = t_{пл} - wh + \frac{c_{ж}w\rho_{ж}q}{K\pi D} \left(1 - e^{\frac{K\pi Dh}{c_{ж}\rho_{ж}q}} \right) \quad (3)$$

где C_1 – константа интегрирования, которая определяется из начальных условий: при $h=0$ $t_{ж}=t_{пл}$,

поэтому:

$$C_1 = \frac{c_{ж} W \rho_{ж} q}{K \pi D} \quad (4)$$

Коэффициент теплопередачи можно представить в виде

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha} + R} \quad (5)$$

где α – коэффициент теплоотдачи от жидкости внутренней стенке трубы;

R – термическое сопротивление стенок труб, затрубных пространств и около скважинной среды(рисунок 4).

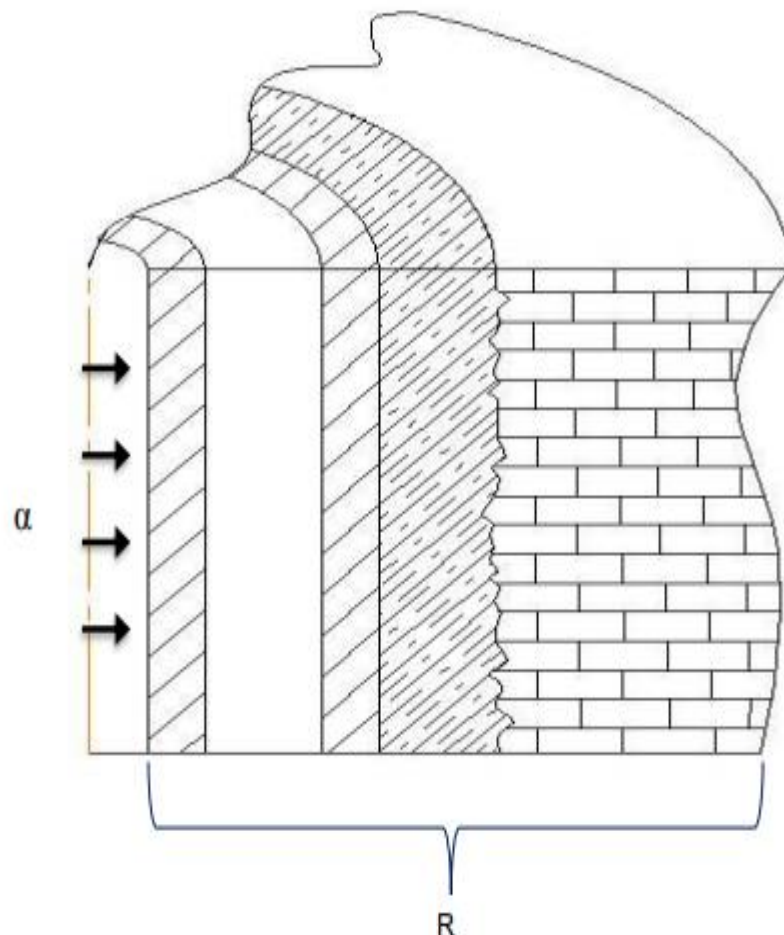


Рисунок 4 - Схема теплопередачи от жидкости стенке скважины

Коэффициент α можно определить по критериальным зависимостям [5]: для турбулентного потока

$$\alpha = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} \cdot \frac{\lambda_f}{D} \quad (6)$$

для ламинарного потока

$$\alpha = 4 \cdot \frac{\lambda_f}{D} \quad (7)$$

где $R = \frac{4q\rho_{ж}}{\mu_{ж}\pi D}$ – число Рейнольдса;

$\mu_{ж}$ – коэффициент динамической вязкости жидкости;

λ_f – коэффициент теплопроводности материала трубы;

$Pr = \frac{c_{ж}\mu_{ж}}{\lambda_f}$ – число Прандтля.

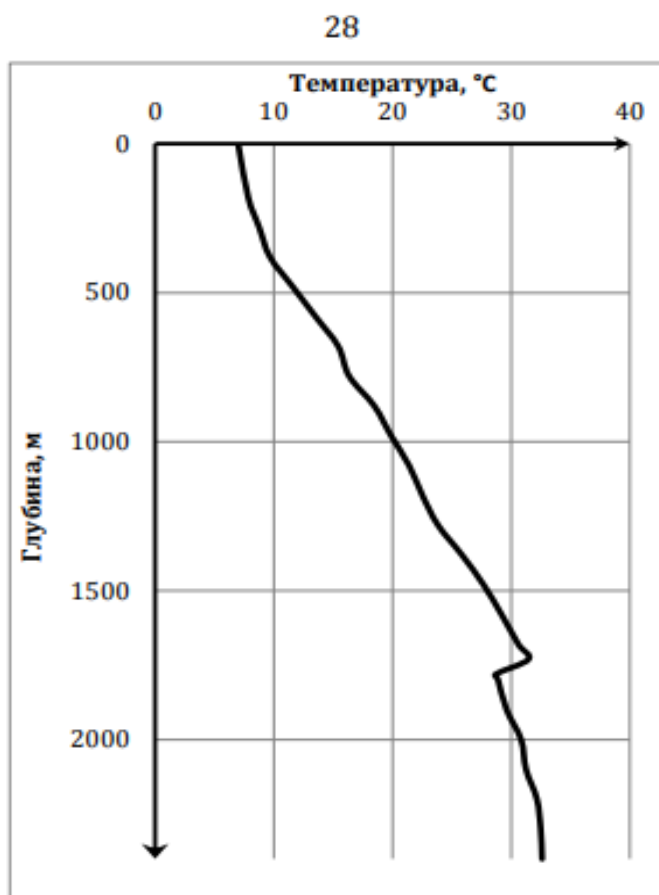


Рисунок 5 - Пример фактической скважинной термограммы

Термическое сопротивление R включает сопротивление тела НКТ, среды, заполняющей затрубное пространство, тела трубы эксплуатационной колонны, цементного камня и горных пород, окружающих скважину. Аналитическое определение R затруднено (недостаток информации о тепловых свойствах пород, окружающих скважину, цементный камень не постоянен по толщине, НКТ не строго центрированы в эксплуатационной колонне и др.).

Определить термическое сопротивление R можно при помощи представленных выше термограмм, которые были построены на основании данных, полученных при ремонте скважин.

Через сутки после вынимания из скважины оборудования проводят комплекс исследований. В том числе и термограмму - измерение температуры жидкости по всей глубине скважины.

При решении обратной задачи с помощью формул (2), (3) и фактической термограммы определяется термическое сопротивление R .

Представленные выше данные можно использовать для расчётов точки образования АСПО в других скважинах, так как в большинстве своем они имеют схожее строение.

Термическое сопротивление не имеет постоянного значения по глубине скважины, так как на разных интервалах оно складывается из разных составляющих. Поэтому при определении термического сопротивления следует выделять в скважине отдельные интервалы (участки) [6]:

- 1 – от забоя скважины до насоса (башмака НКТ),
- 2 – от насоса до динамического уровня,
- 3 – от динамического уровня до устья (рисунок 6).

Таким образом, образование АСПО связаны с такими факторами как:

- состав нефти, добываемой на определенном месторождении;
- соотношения таких элементов нефти как газ/вода/смола/парафины;
- температура;

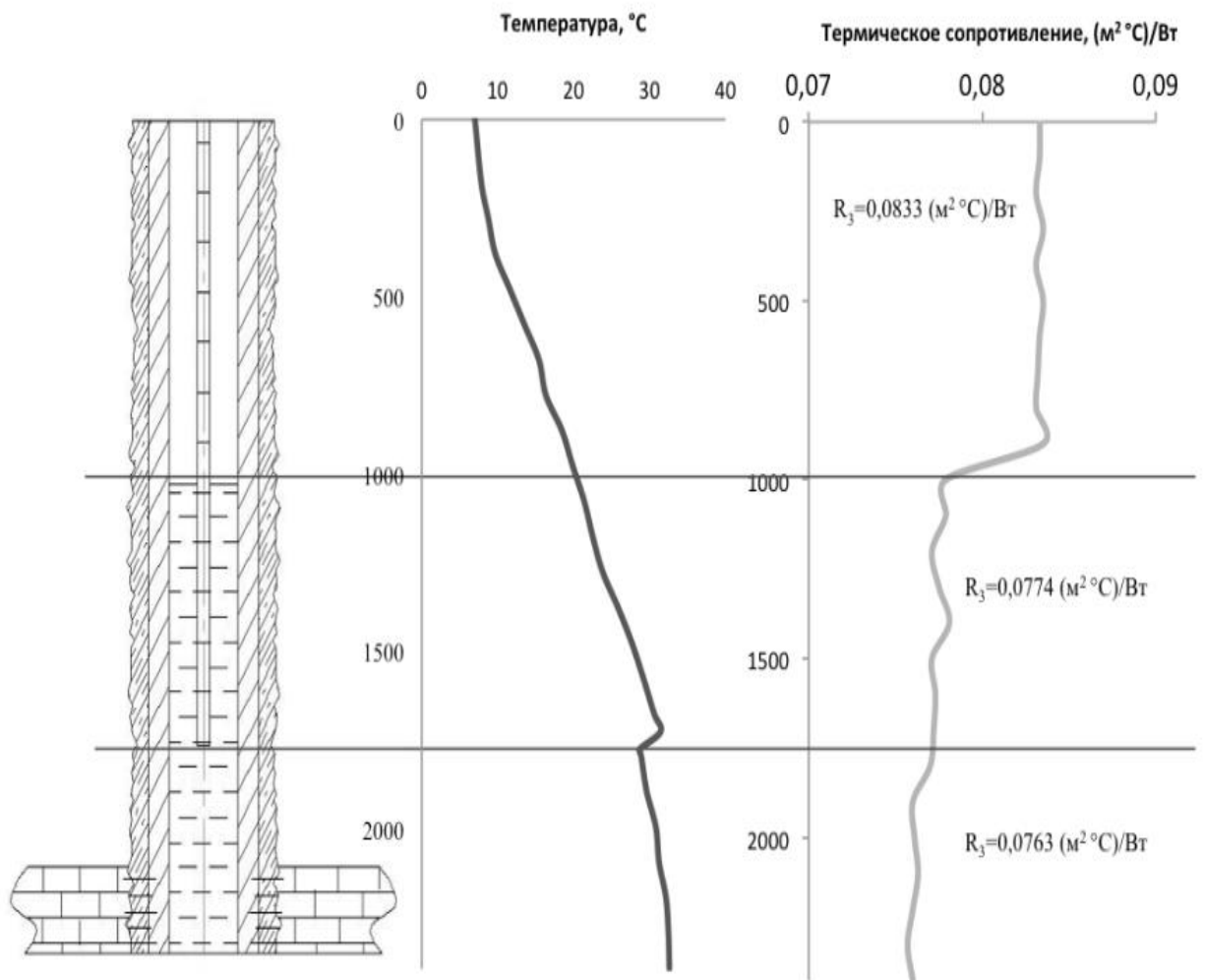


Рисунок 6 – Интервалы скважины необходимые для определения термического сопротивления R

- давление;
- поверхность компрессионно-насосного оборудования.

2. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ АСПО

2.1. Методы удаления АСПО

На данный момент существует множество способов удаления парафиновых отложений: механические; тепловые; химические и микробиологические.

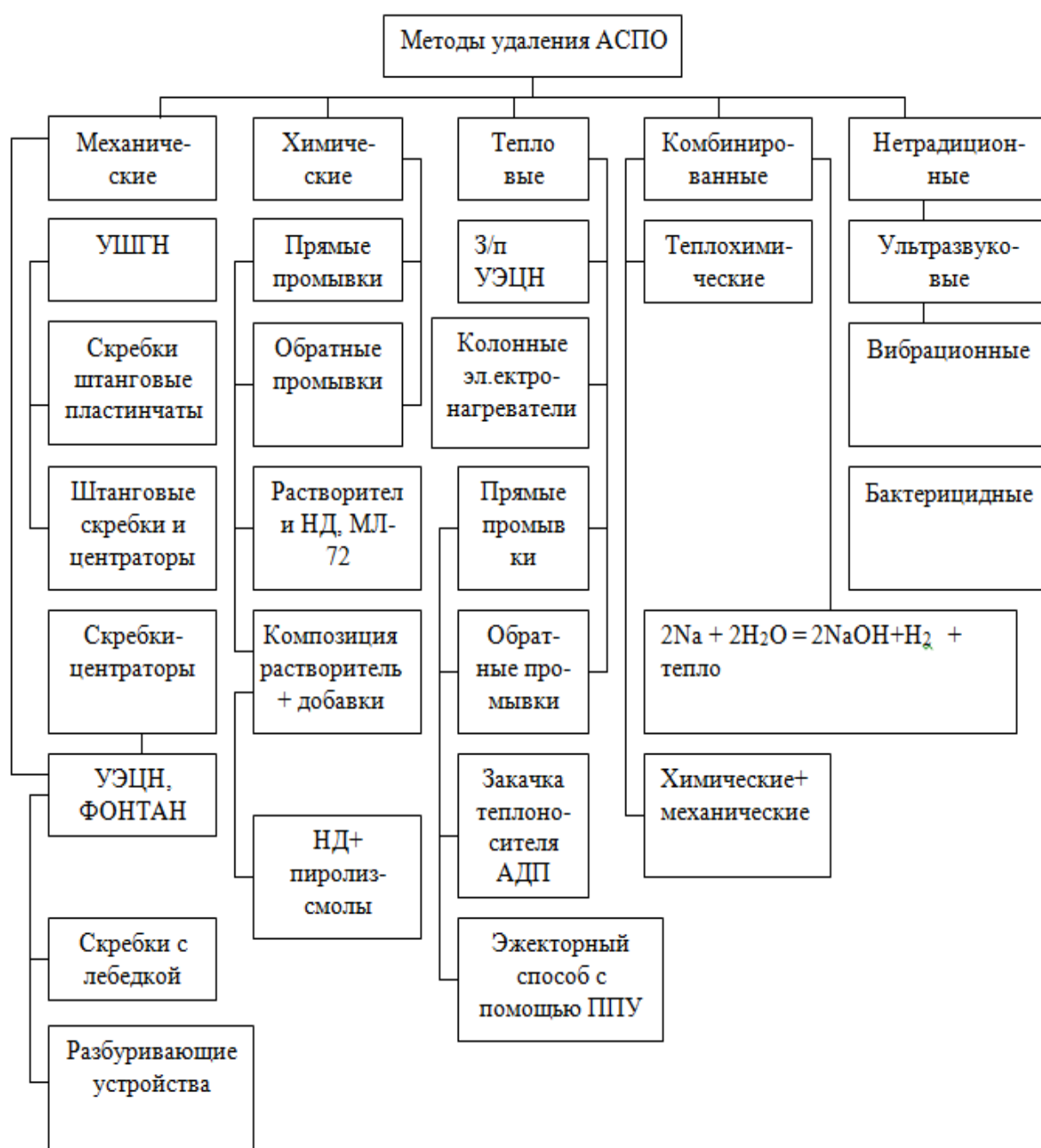


Рисунок 7 - Существующие способы удаления АСПО

Основными способами, относящимися к механическим основываются на использовании различных модификаций скребков. Из минусов данного способа – повреждение внутренней поверхности труб.

Рассмотрим модификации скребков, которые классифицируются по механизму действия:

- с ручным приводом;
- автоматические скребки с индивидуальным электроприводом;
- механизм с лебедкой на шасси с приводом от транспортной базы;
- механизм, приводимый в движение за счёт движущегося потока нефти внутри насосно-компрессорных труб.

Скребки применяют в скважинах с фонтанным или механизированным способом добычи нефти. Частота очисток индивидуальна для каждой скважины, в зависимости от состава нефти и режимов добычи.

Скребки бывают различных конструкций. Их изготавливают из полимерных материалов.

Скребки– центраторы используют для очистки насосно - компрессорных труб и штанг от парафина.



Рисунок 8 - Скребки-центраторы

Они неподвижно крепятся на штангу и удаляют АСПО с внутренней поверхности насосно-компрессорных труб, а между ними крепят подвижные скребки, которые и обеспечивают удаление отложений с тела штанги.

Скребок – центратор к тому же защищает от значительного и быстрого износа систему нефтедобывающего оборудования «труба - штанга - муфта».

Скошенные пазы, расположенные по всей поверхности скребка позволяют жидкости поступать в нужном количестве. Например, скважины

нефтедобывающей организации «Лукойл» применяют скребки разных конструкций. Снятый со стенок парафин выносится потоком жидкости на поверхность.

Скребками с установками ПАДУ или УДС оснащены все скважины.

Рассмотрим основные характеристики установки ПАДУ:

1. Максимальная глубина зоны очистки(депарафинизации) – до 3000 м;
2. Режим работы: полуавтоматический, ручной;
3. Скорость подъема скребка – до 0,5м/с;
4. Тяговое усилие 70–120 кг или иное.

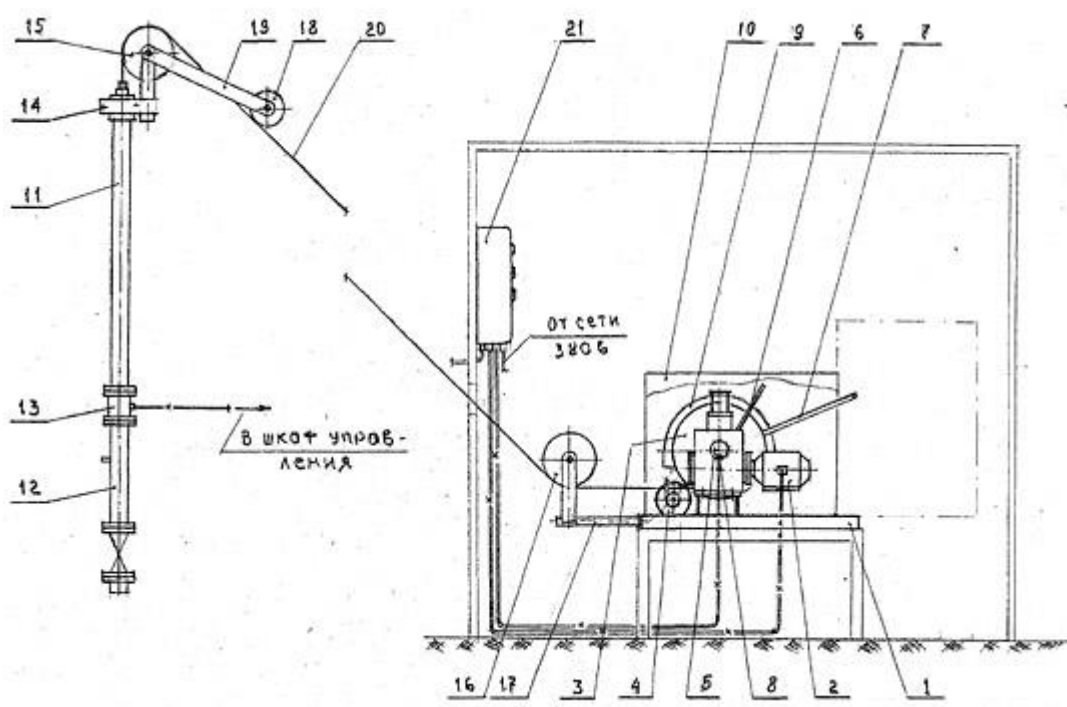


Рисунок 9 - Схема установки ПАДУС

1. Рама; 2. мотор-редуктор; 3. Барабан; 4. Укладочный механизм; 5. Червячный вал; 6. Рычаг с тормозной колодкой; 7. Ручка аварийного подъема ; 8. Механизм предельного тягового усилия; 9. Защитное ограждение барабана; 10. Кожух; 11. Лубрикатор; 12. Патрубок индукционной катушки; 13. Индукционная катушка; 14. Хомут; 15. Ролик сальника; 16. Ролик направляющий; 17. Кронштейн; 18. Ролик оттяжной; 19. Подвижной рычаг; 20. Проволока; 21. Шкаф управления.



Рисунок 10 - Полуавтоматическая установка депарафинизации скважин ПАДУС(ПАДУ, УДС, лебедка депарафинизации), ТУ
366-001-70856547-2008

В системе используется мотор-редуктор, что привело к более продуктивной центрации осей электродвигателя и редуктора. Конструкция имеет следующие преимущества:

- меньший вес;
- компактный размер;
- усиленный барабан лебедки, исключая деформацию в процессе использования;
- укреплены крепления тормозного рычага и колодок;
- для остановки барабана с помощью ручного тормоза необходимо приложить значительно меньше усилий;
- для окраски деталей использована порошковая краска, что предотвращает быструю коррозию при работе в химически активных зонах.

В комплект установки входит ограждение барабана и лебедки, а мотор-редуктор позволил изменить механизм «перегруза»: набор плоских пружин.

Анализ опыта нефтедобывающих компаний, работающих на территории Томской области показал, что на 65% скважин операции по удалению парафина проводятся два раза в сутки, а на остальных не менее двух раз.

Зачастую, усовершенствование скребков производится специалистами организаций на местах. К тому же, приобретаются опытные образцы у организаций, занимающихся исследованием и конструированием.

Скребок Строева СДС-73 для механической очистки внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ и ГНКТ) от сложных (твердых, жидких или сухих) асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) в процессе добычи нефти электропогружными насосами и фонтанным способом. Скребок СДС-73 подходит для очистки стальных НКТ и ГНКТ.

Конструкция скребка Строева представляет из себя груз-утяжелитель свинцовый и 6 заточенных лезвий (ножей) расположенных в разных плоскостях, позволяет проводить очистку колонны НКТ, в которых образуются сухие АСПО, удаление которых требует повышенных усилий и максимальную вымываемость срезанных отложений.

Для лучшей работы скребка рекомендуется использование оборудования с механизмом защиты от обрыва проволоки: лебедка ЛИС-1, установка депарафинизации скважин УДС, Лебедка Сулейманова, механизм депарафинизации скважин. Для лубрикаторов с индукционной катушкой используется вертлюг с магнитной секцией, что позволяет отключить подъемный механизм (лебедку) после входа скребка в шлюзовую камеру лубрикатора.

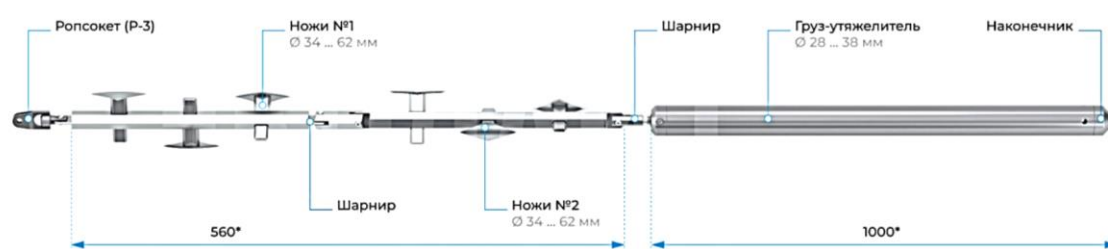


Рисунок 11 – Скребок Строева

Если очистка скребками не эффективна, используют тепловые или химические методы.

Рассмотрим тепловые методы. Их не много:

- нагрев паром;
- горячей нефтью;
- горячей водой;
- использование греющего кабеля.

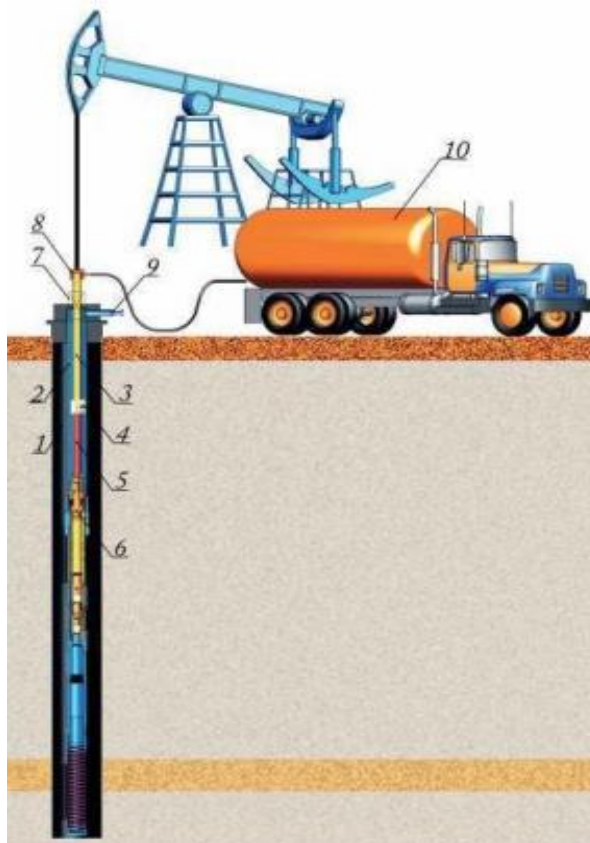


Рисунок 12 – Схема установки для тепловой обработки скважины горячим теплоносителем: 1- эксплуатационная колонна; 2–колонна НКТ; 3–колонна полых штанг; 4– перепускная муфта; 5 - колонна штанг; 6 – насос; 7 – устьевой сальник; 8– обратный клапан; 9– выкид в систему сбора продукции; 10–АДПМ

Главным минусом тепловых методов с использованием пара, воды и нефти является их высокая стоимость, что повышает себестоимость нефтедобычи.

Перспективным является использование электрического нагревательного кабеля. Для его применения необходима высоковольтная линия, понижающий трансформатор, кабель с реактивным сопротивлением.

Этот кабель спускается в скважину и за счет преобразования электрической энергии в тепловую, поддерживает температуру насосно-компрессорной трубы на уровне 80°C , для предотвращения отложений ПО.

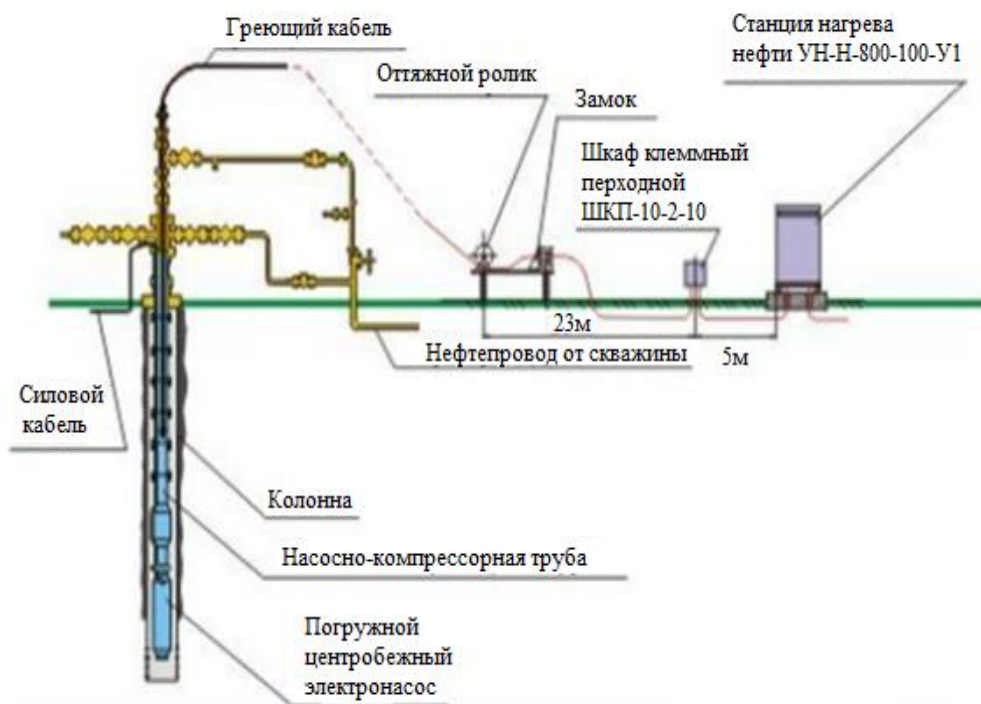


Рисунок 13 – Установка для спуска нагревательного кабеля и депарафинизации

Данный способ обеспечивает 100% предотвращение образования ПО в скважине, но вместе с тем он очень дорог. Если нефтедобывающее предприятие приобретает электроэнергию у сторонних поставщиков по рыночным ценам, то затраты на реализацию данной схемы предотвращения ПО, практически сведут на нет рентабельность нефтедобычи. Однако, при наличии избытка собственных генерирующих мощностей, газотурбинных установок, работающих на добываемом попутном газе, реализация данной схемы представляется наиболее оптимальным решением.

В некоторых случаях в скважины может происходить закачка растворителей с самым разнообразным химическим составом с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ) и без, но это уже все относится к химическим методам.

К химическим методам относится использование ингибиторов, модификаторов, депрессаторов и диспергаторов. Модификатор с помощью разных приспособлений может добавляться в пластовую жидкость с целью изменения её свойств в самых разных направлениях. Депрессатор обеспечивает снижение вязкости нефти. Диспергатор исключает возможность прикрепиться тяжелым углеводородам к стенкам погружного оборудования.

Химические методы могут быть связаны с высокими рисками из-за их горючести, высокой стоимости, необходимости закачки больших объемов реагентов. Безусловно, поиск и разработка новых способов защиты и борьбы с ПО продолжает оставаться актуальной проблемой.

В целом, это основные из используемых методов борьбы с ПО в России и за рубежом, но выбор в нефтедобывающих предприятиях падает на те, которые являются не только эффективными и успешно показавшими себя в процессе произведенных экспериментов, но и экономически более целесообразными.

Так, ЗАО «Полиэкс» (г. Пермь) разработало для борьбы с ПО комплексную технологию термохимической обработки скважин (ТХО). Рассматриваемая технология предусматривает трёхэтапную процедуру реализации технологического процесса. Так, на первом этапе осуществляется промывка скважины горячими растворами моющих средств. Второй и третий этапы предусматривают закачку специальных ПАВ. Это твердый реагент ТМСПЗ, также концентрированные ПАВ ГФ-1 и комплексный реагент ПОЛИПАВ.

Технология ТХО реализуется следующим образом. В затрубное пространство закачивается расчётное количество нагретого до 60 °С концентрата ГФ-1, с расходом 2-3 кг на 1 м³ воды, с целью удаления пластовой воды и прогрева подземного промышленного оборудования (ППО). Далее выполняется отмыв ППО от отложений 1,5-2% раствором реагента ТМСП-3. В скважину также через затрубное пространство закачивают

указанный раствор в горячем состоянии (60 °С). На завершающем этапе удаляют продукты реакции из скважины и одновременно осуществляется процедура ингибирования поверхности промышленного оборудования путем закачки нагретого до 60 °С раствора реагента ПОЛИПАВ-81, из расчета на 1 м³ воды 5 кг реагента.

При тепловых способах подъёмные трубы нагреваются паром или горячей нефтью.

Химические способы борьбы с АСПО представлены промывками скважин углеводородными растворителями. Физические способы борьбы с АСПО представлены устройствами, создающими магнитное, электромагнитное, либо частотное воздействие. К ним относятся магнитные аппараты различных производителей, в первую очередь, ООО «ПермьНИПИнефть» и испытанный на наших скважинах инструмент «Энеркет». Результаты их применения позволяют предположить, что и они займут свою нишу в общем объёме мероприятий, направленных на борьбу с АСПО.

Наиболее распространенной технологией удаления ПО является закачка горячей нефти. При этом кроме расплавления ПО происходит растворение их в нефти.

Сущность технологии заключается в нагреве нефти специальном агрегате для депарафинизации скважин (АДПМ) и закачке разогретой нефти в скважину. При этом разогретая нефть может закачиваться как непосредственно в НКТ, так в затрубное пространство. Наиболее предпочтительным методом является закачка горячей нефти в затруб.

Обвязка наземного оборудования производится по следующей схеме, представленной на (рисунках 8 и 9).

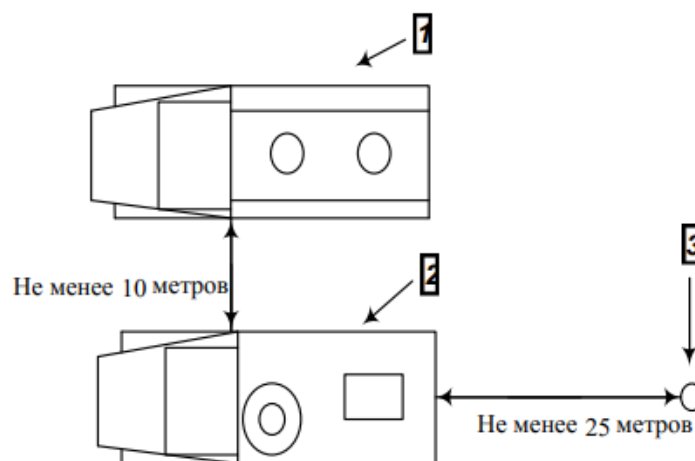


Рисунок 14 – Схема обвязки наземного оборудования (1 – автоцистерна, 2 – агрегат типа АДПМ, 3 – устье скважины)

Существуют различные варианты сочетания обработки скважин теплоносителями с добавками различных химических реагентов повышающих моющую способность теплоносителей и снижающих, тем самым, их расход и необходимую температуру нагрева. Сочетание магнитной обработки теплоносителя с тепловой обработкой скважины этим теплоносителем тоже дает определенный эффект, однако, в целом, тепловая обработка теплоносителем является устаревшим, дорогостоящим и малоэффективным методом борьбы с ПО [9].

Если рассматривать варианты удалителей и растворителей отложений, описанные в зарубежной и российской литературе, то все составы делятся на несколько групп:

- органические растворители, действующие индивидуально;
- растворители разных классов органических соединений, которые имеют природный характер;
- смесь разных классов или одного органических соединений, которые принадлежат производствам нефтехимии и нефтепереработки;
- органические смеси, в которые добавлены ПАВ;
- удалители на водной основе;
- многокомпонентные смеси.

Последний тип можно рассматривать как моющие смеси, потому что они в большей степени не растворяют составляющие ПО, а диспергируют и отмывают. Моющие вещества, в большинстве своем, имеют в составе спирты, щелочи, электролиты, окисляющие продукты, кислоты и др. Много составов имеет ряд преимуществ перед органическими удалителями. Они более технологичны, менее пожароопасны и взрывоопасны, способствуют созданию гидрофилизирующих пленок на твердых поверхностях [12].

Подача ингибитора производится в затрубное пространство скважины. Закачка ингибитора может быть осуществлена двумя способами: периодическим и постоянным.

Периодический способ заключается в том, что по мере необходимости очистки приезжает бригада и закачивает большой объем ингибитора в скважину. Применение технологии периодической закачки реагента в скважину с последующей циркуляцией с помощью агрегатов химической обработки включает в себя проведение следующих работ:

- 1) выполнение расстановки спецтехники, согласно технике безопасности;
- 2) произвести замеры необходимых параметров перед началом обработки скважины (дебит жидкости, рабочие давления, токи, динамический уровень), составить акт по результатам замеров;
- 3) произвести монтаж нагнетательной линии к затрубной задвижке скважины (при необходимости циркуляционной обработки: от буферной задвижки к мернику агрегата ЦА-320);
- 4) опрессовать линию на 1,5 кратное ожидаемое рабочее давление;
- 5) открыть затрубную задвижку, закачать в затрубное пространство скважины при помощи ЦА-320 расчетный объем реагента. Закачку производить на минимальной скорости агрегата, не допускать роста давления в затрубном пространстве более давления опрессовки;
- 6) при необходимости циркуляционной обработки после окончания закачивания реагента в затрубное пространство скважины открыть буферную

зadвижку. Произвести прокачку скважинной жидкости из НКТ через мерник агрегата в затрубное пространство скважины в течение 0,5-1 часа;

7) после окончания работ убрать рабочее место, утилизировать остатки хим. реагентов, установить штуцер, обратный клапан, запустить скважину в работу;

8) произвести замеры необходимых параметров после обработки скважины(Дебит жидкости, рабочие давления, токи, динамический уровень);

9) составить акт о выполненных работах.

Постоянный способ – это дозированная закачка определенного количества ингибитора с помощью устьевого блока дозирования химического реагента (УБДР).

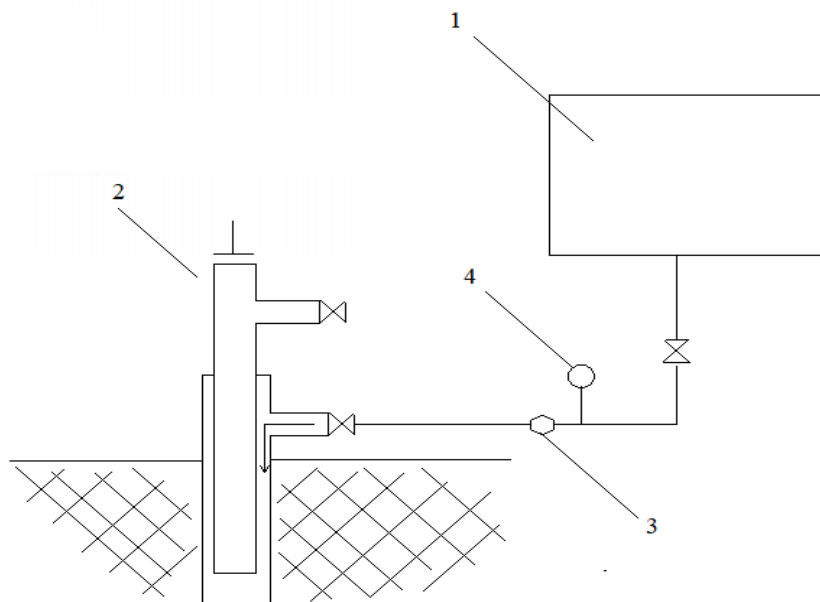


Рисунок 15 – Обвязка дозирующего устройства для подачи реагента в затрубное пространство скважины; 1- установка дозирования реагента, 2 – фонтанная арматура, 3 – обратный клапан, 4 – манометр

Период и объем закачки определяется технологическими условиями.

Реагент при помощи дозирочного насоса через распределительную головку подается в затрубное пространство скважины. Обвязка дозирующего устройства для подачи реагента в затрубное пространство скважины представлена на (рисунке 10).

Заправка дозаторов должна производиться заблаговременно – до окончания реагента в емкости дозатора. Не допускается простой дозатора по причине отсутствия реагента.

2.2. Предупреждение образования АСПО

Первое направление – это предупреждение или замедление образования ПО. К этим мероприятиям можно отнести:

- гладкие(защитные) покрытия;
- химические методы (применение модификаторов, депрессаторов, диспергаторов, а также смачивающие вещества);
- физические методы (воздействие электрическими и электромагнитными полями, ультразвуком, вибрациями).

На практике давно установлено, что самым эффективным будет предупреждение смолистых и парафиновых веществ, потому что при этом можно достигнуть наиболее устойчивой и безаварийной работы оборудования, понижается стоимость добычи и перекачки нефти.

В нефтедобывающей промышленности наиболее активно используются несколько известных и часто применяемых методов борьбы с отложениями, но разнообразие характеристик разработки и различие свойств добываемой жидкости обязывает подбор индивидуальных подходов или разработки новых средств [8].

Чтобы достичь благоприятной и безаварийной работы нефтепромыслового оборудования без энергетических и экономических затрат применяют профилактические способы. Предотвращение образования ПО выбираются в зависимости от свойств нефтяного пласта, режима работы скважины. Из-за разнообразия условий месторождения, необходим сугубо индивидуальный подход к решению проблемы. Поэтому при решении вопросов по борьбе с отложениями в первую очередь необходимо рассмотреть возможность применения способов предупреждения ПО.

Использование защитных покрытий нашло своё применение на многих месторождениях, и этот метод предупреждения действительно является рентабельным. Данную технологию начинают целесообразно использовать на проектной стадии разработки. Многие исследователи занимались изучением внутренней поверхности трубопроводов и сделали вывод, что при гладких поверхностях ПО не накапливаются, так как легко смывается газожидкостным потоком.

Защитные покрытия являются гидрофильными материалами (полярными), имеющие гладкую поверхность и низкой адгезионной способностью к парафину. Защитные материалы применяют в зависимости от условий и способа эксплуатации скважин, свойств добываемой нефти и твердых углеводородов с помощью специальной установки, на которой оценивается сила адгезии отложения к поверхности испытуемого материала при тангенциальной нагрузке. Прекрасными материалами являются, адгезия которых к парафину при 200С составляет 30-35 кПа (стекло, различные стеклоэмали, бакелитовый лак, эпоксидные смолы, бакелитоэпоксидные композиции и др.).

При перевозках, спускоподъемных операциях и в скважинах НКТ подвергаются значительным ударным, растягивающим, сжимающим, изгибающим и другим нагрузкам. Стеклоэмальное покрытие ввиду его хрупкости, значительной толщины и отсутствия сцепления с металлом трубы не надежно и разрушается в процессе спускоподъемных операций. Выше описанным условиям работы наиболее соответствуют трубы с эпоксидными и эмалевыми покрытиями. Однако недостаточная терма и морозостойкость эпоксидных смол явилась сдерживающим фактором их широкого применения. С этих позиций лучшими могут считаться НКТ, футерованные стеклоэмалью. Прочность и адгезия эмали высоки. Сколы в процессе спускоподъемных операций и транспортировки не наблюдаются. Однако высокие затраты на производство таких труб привели к ограничению их распространения и применения [9].

Теплоизоляционные покрытия (теплоизолированные лифтовые трубы), с коэффициентом теплопроводности 0,01 Вт/(м·°К) и менее. Теплоизоляция труб колоссально уменьшает потери тепла, поддерживает температуру потока выше температуры кристаллизации парафинов.

Физический метод основан на глубоком понимании структуры, свойств, механизмов образования парафинов. На процесс выпадения влияют, множество физических полей: тепловые, магнитные, акустические, электромагнитные, электрические. Однако, наличие физических полей оказывает и обратное влияние на процесс ПО. Магнитные и электрические поля разнообразно влияют на адсорбцию парафина. Так, например, при положительном заряде электрического заряда снижается количество парафина, а при отрицательном наоборот. А вот магнитное поле всегда снижает количество парафина.

В 60-х годах прошлого столетия начали широко использоваться устройства, создающие магнитные поля (постоянные магниты и гидравлические устройства). Их можно отнести к наиболее перспективным методам, т.к. благодаря этому методу сокращаются затраты на электроэнергию и привлечение дополнительных работников [9].

Механизм действия магнитного поля на парафины заключается в изменении структуры 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.

Существует интересная особенность воздействия магнитного поля на парафиновые отложения. С увеличением воды в нефти и содержанием хлористых солей увеличивается эффект омагничивания. Флюид содержит в своем составе примеси железа 10-100 г/т. Эти примеси конструированы в форме агрегатов ферромагнитных микрокристаллов. Когда нефтяной поток проходит через магнитное поле происходит разрушение этих микрокристаллов на очень маленькие частицы длиной 0,3-0,5 мкм,

диаметром 0,03-0,07 мкм и массой 10^{-14} г. Это значит, что с помощью магнитных устройств, кристаллы осаждаются в виде тонкодисперсной, объемной взвеси – увеличение числа центров кристаллизации (мицеллообразование) парафинов. Плюс ко всему, магнитная обработка влияет на температуру застывания парафинов, она незначительно увеличивает ее на 4-6 °С [10].

Метод предупреждения отложений с помощью вибраций заключается в создании колебаний стенок трубопровода. Принцип действия тот же, вибрация не позволяет парафину плотно сцепиться с поверхностью металла, что он в свою очередь уносится потоком.

Одним из предприятий по изготовлению и внедрению магнитных устройств в лифтовых колоннах скважин и нефтепроводах занимается ЗАО «Геопромысловые новации». Используются магнитные камеры МК-200П-40; МК-150П-40; МК-100 П-40; МК-100С-40; и активаторы магнитные АМС-73, АМС-60 различных модификаций. 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.

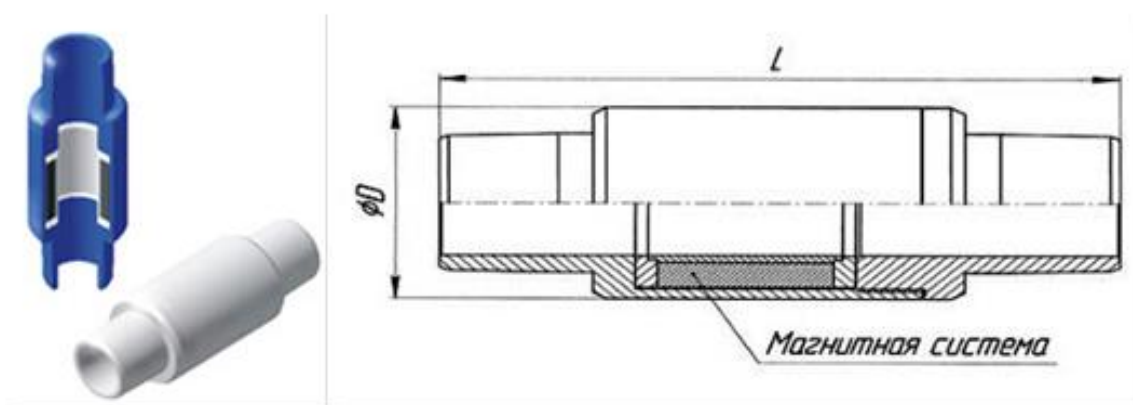


Рисунок 16 - Магнитный активатор АМС-73М

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.

Без реагентный метод воздействия магнитного поля на добываемую жидкость в настоящее время находит широкое применение на нефтепромыслах. В связи с этим магнитные камеры используются не только на подземном оборудовании скважин, но и на устьевой арматуре и во входе в АГЗУ, с целью предупреждения солеотложений.

Таким образом, результаты применения этой технологии подтвердили положительную действенность, высокоэффективность борьбы с ПО, так что можно спокойно оснащать приборы на выкидных линиях и в скважинах [11].

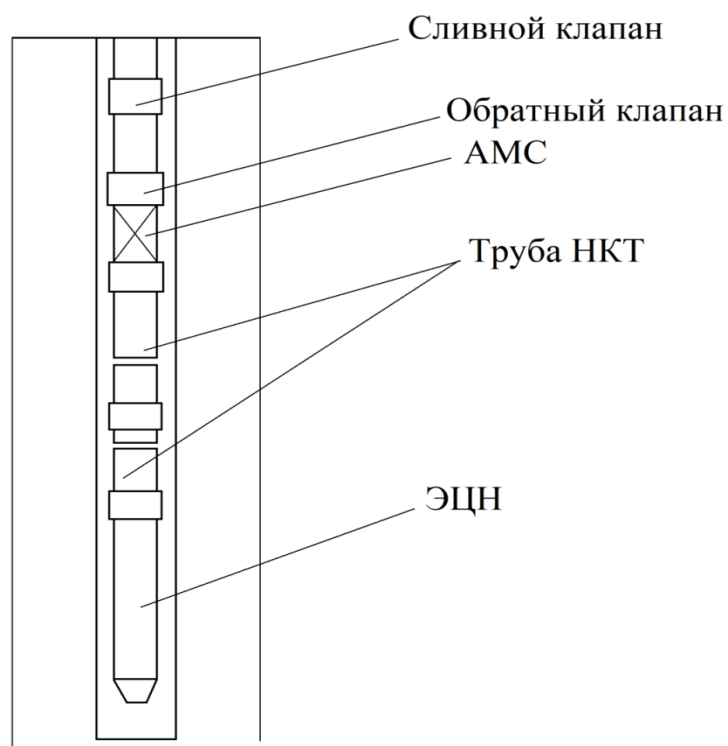


Рисунок 17 - Схема установки магнитного активатора в компоновке УЭЦН

Химический метод является одним из самых выгодных и перспективных методов борьбы с парафинизацией трубопроводов и скважин, у этого метода высокая эффективность, проведение работ не имеет сложной технологии, эффект от проведения работ имеет длительный характер.

Химические методы основываются на дозании в продукцию скважин химических соединений, либо уменьшающих, либо совсем

предотвращающих образование ПО. Принцип действия ингибитора парафиновых отложений основывается на адсорбционных процессах, которые происходят на границах разделов фаз нефть - труба и нефть - дисперсная фаза.

Реагенты и их композиции, можно разделить на две группы – растворители (удалители) и ингибиторы АСПО. Как правило, на практике

применяются оба метода, которые дополняют друг друга. Назначение первых состоит в удалении АСПО с поверхности труб и оборудования. Для предотвращения АСПО применяют реагенты-ингибиторы, в основе действия которых лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела фаз между жидкой фазой и твердой поверхностью.

Ингибиторы АСПО подразделяются на:

- смачивающие (образуют на поверхности труб и оборудования гидрофильную пленку, препятствующую адгезии кристаллов парафина, создавая условия для их выноса потоком жидкости);
- модифицирующие (взаимодействуют с молекулами парафина, ослабляя процесс укрупнения кристаллов);
- депрессаторы (адсорбируются на кристаллах парафина, затрудняя их способность к агрегации и накоплению);
- диспергаторы (обеспечивают повышение теплопроводности нефти и, следовательно, замедляют процессы кристаллизации отложений).

Реагенты диспергирующего действия при введении в систему влияют на процесс кристаллизации твердых компонентов нефти на макромолекулярном уровне с образованием адсорбционного слоя из молекул реагента на мелких зародышевых кристаллах углеводородов. Это способствует снижению тенденции их когезии между собой и адгезии к стенкам нефтепромыслового оборудования, что имеет в своей основе скорее физическую, чем химическую природу. Тот же эффект, например, даёт нагревание нефти с выпавшим парафином, где в роли детергентов-

диспергаторов выступают асфальтеносмолистые компоненты нефти. Достоинством детергентов-диспергаторов является, помимо эффективного предотвращения АСПО в условиях скважин и трубопроводов, иногда не менее эффективная защита от донных осадков резервуарного парка за счёт удержания взвеси микрокристалло парафина в объёме нефти. К недостаткам таких ингибиторов относится необходимость доставки основной их массы в точку с температурой выше критической температуры насыщения нефти парафином, которая может находиться уже в ПЗП, а также, пропорциональное количеству твёрдых углеводородов в нефти, увеличение дозировки ингибитора. В качестве таких ингибиторов используются маслорастворимые амины, алкилорто-фосфаты, алкилсульфонаты, жирные кислоты или их соли, фенолы, нафталин, тяжёлые нефтяные остатки и другие подобные соединения.

В отдельную группу входят ингибиторы-модификаторы парафиновых кристаллов полимерной природы. Наиболее распространённые из них - это сополимеры этилена с винилацетатом, полиакрилаты и полиметилметакрилаты, полиэтилен, полиизобутилен и другие высокомолекулярные соединения, предпочтительно с чередующимися полярными группами. Механизм их действия на кристаллизацию парафина может быть многовариантным:

- модификатор осаждается из раствора при температуре, несколько превышающей температуру помутнения нефти, и образует многочисленные центры кристаллизации;
- модификатор осаждается из раствора при температуре помутнения нефти и сокристаллизуется с твёрдыми углеводородами;
- модификатор осаждается из раствора при более низкой температуре, чем точка помутнения, и адсорбирует образовавшиеся парафиновые кристаллы.

При этом модификаторы придают парафиновым кристаллам округлую форму с минимальной площадью контакта в отличие от их игольчатого или

ромбического строения в нативном виде. Основным достоинством модификаторов является удержание парафина в нефти в диспергированном состоянии на всем пути от забоя скважины до нефтеперерабатывающего предприятия. Это определяет преимущество их применения по сравнению с механическими, физическими и многими химическими способами борьбы с АСПО. К недостаткам модификаторов относится проявление наиболее существенного эффекта при температуре ввода в нефть выше температуры плавления парафина и собственная высокая температура застывания их товарных форм.

Несмотря на применение специального оборудования и высокую стоимость реагентов, химические методы борьбы с АСПО зарекомендовали себя как весьма эффективные.

3. КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ АСПО В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

3.1 Общие сведения о «Ф» месторождении

В административном отношении «Ф» месторождение находится в пределах Каргасокского района Томской области, в 60 км от г. Кедровый, и в 400 км от г. Томск. Географически месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской низменности. «Ф» месторождение находится в пределах Южно-Мыльджинского лицензионного участка.

Ближайшим населенным пунктом является с. Мыльджино, расположенное в 37 км от района работ. Наиболее крупный и ближайший населенный пункт - г. Кедровый, находится на расстоянии 60 км на юго - восток. Здесь расположены аэропорт, почта, телеграф, объекты соцкультбыта, центральные базы снабжения, ремонтные и инженерные службы Лугинецкого НГДУ. Имеется ЛЭП и ряд действующих зимников. Население занято в сельском хозяйстве, геологоразведке, строительстве.

Железные дороги и дороги с твердым покрытием до месторождения отсутствуют. Основная часть материалов доставляется из г. Томска водным путем до села Средний Васюган, далее наземным транспортом в зимний период. Навигационный период на крупных реках продолжается 150-170 дней, а на мелких - значительно меньше. В 17 км к востоку от «Ф» месторождения проходит дорога-зимник в направлении г. Кедровый - районный центр г. Парабель - областной центр г. Томск. Срок действия зимников в среднем составляет 3-4 месяца.

В связи с деятельностью ОАО «Томскгаз» развивается транспортная инфраструктура в регионе, включая автодорогу д. Мыльджино - Мыльджинское газоконденсатное м-е, газопровод Мыльджинское м-е - п.

Вертикос, ЛЭП и продуктопровод Мыльджинское м-е - Лугинецкое м-е. В 2004 году проведен продуктопровод «Ф» месторождение - Лугинецкая КС.

Отопительный сезон длится с конца сентября по май включительно. Строительный лес имеется на месте.

3.2 Физко-химические свойства нефти и газа

Таблица 2 - Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения

№	Параметры	Размерность	Продуктивные пласты	
			Ю ₁ ¹⁻⁴	Ю ₁ ⁵
1	Средняя глубина залегания кровли	м	-2394	-2443
2	Абсолютная отметка ВНК	м	-2358	-2376
3	Абсолютная отметка ГНК	м		
4	Абсолютная отметка ГВК	м		
5	Тип залежи		Пластовая, сводовая	Пластовая, сводовая, литологически ограниченная
6	Тип коллектора		поровый	поровый
7	Площадь нефте/газоносности	тыс. м ²	26698	7776
8	Средняя общая толщина	м	35,2	6,5
9	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	8,9	1,9
10	Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м		
11	Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м	3,1	2,1
12	Коэффициент пористости	доли ед.	0,18	0,18
13	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.		
14	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.		
15	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,54	0,54
16	Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.		
	Проницаемость	10 ⁻³ * мкм ²	13,4	19,5
18	Коэффициент песчанности	доли ед.	0,37	0,32
19	Расчлененность	ед.	6,5	1,7
20	Начальная пластовая температура	°С	85,7	90

21	Начальное пластовое давление	МПа	25,4	25,8
22	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	0,6	0,43
23	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	0,592	0,595
24	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0,783	0,783
25	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,25	1,25
26	Содержание серы в нефти	%	0,15	0,09
27	Содержание парафина в нефти	%	11,6	15,9
28	Давление насыщения нефти газом	МПа	13	10,7
29	Газосодержание	м ³ /т	228	228
30	Давление начала конденсации	МПа		
31	Потенциальное содержание стабильного конденсата в газе (C ₅₊)	г/м ³		
32	Содержание сероводорода	%		
33	Вязкость газа в пластовых условиях	мПа*с		
34	Плотность газа в пластовых условиях	кг/м ³		
35	Коэффициент сверхсжимаемости газа	доли		
36	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*	0,38	0,38
37	Плотность воды в поверхностных условиях	г/см ³	1,029	1,039
38	Сжимаемость	1/МПа *10 ⁴		
39	нефти		10,2	11,9
40	воды		4,3	4,3
41	породы		2	2
42	Коэффициент вытеснения	доли ед.	0,467	0,467
43	Коэффициент продуктивности	м ³ /сут * МПа	3,6	5,6

3.3 Технологии удаления АСПО

Скребокание выполняется силами оператора проекта, то есть ООО «ТН», без привлечения подрядных организаций. Метод довольно-таки прост: в скважину через лубрикатор опускается скребок, его опускают вглубь, при этом он проходит по стенкам скважины и отделяет парафин от стенок. Затем отделенные АСПО вымываются с добываемой жидкостью на поверхность. Этот метод эффективен для очистки скважин, но он никак не влияет на предотвращение образования АСПО, поэтому межремонтный период на рассматриваемой скважине №21Р «Ф» месторождения составляет всего лишь 3 дня.

Промывка скважин горячей нефтью для расплавления и растворения отложений парафина проводится столько, сколько существует добыча нефти. В методе промывки скважины горячей нефтью добываемая сырая нефть нагревается до температуры, значительно превышающей точку плавления парафина, а затем циркулирует вниз через кольцевое пространство скважины и возвращается в систему нагревания нефти через насосно-компрессорные трубы. Целью использования горячей нефти является расплавление и/или растворение парафина, так чтобы его можно было удалить из скважины в жидкой форме. Это дорогой способ, так как сырая нефть должна пройти не только через аппарат для термообработки, но и через деэмульгатор, чтобы облегчить удаление из нее твердых веществ и воды.

Во время процесса промывки скважины горячей нефтью при нагревании к нефти добавляется диспергатор парафинов, который часто является нефтяным сульфонатом. Диспергатор парафинов способствует диспергированию расплавленных парафинов в горячей нефти. Проверяется вероятность повреждения пласта из-за промывки скважины горячей нефтью. Методика промывки скважины горячей нефтью может быть опасной, особенно в скважинах, добывающих сырую нефть с низкой температурой вспышки. Существуют сведения о способе избежать возникновения избыточных температур. Таким образом, смесь воды; поверхностно-активного вещества на основе алкиларалкилполиоксиалкиленэфира фосфорной кислоты; общего растворителя, включающего смеси спирта, выбранного из группы, состоящей из алифатических спиртов, гликолей, полигликолей и гликолевых эфиров; и ароматических углеводородов (например, толуола или ксилола) может растворять парафины, когда указанная смесь нагревается до температуры на 1520 °С выше температуры плавления парафина, который необходимо удалить. для расплавления парафинов в скважинах также используются пар или горячая вода. Это может привести к коррозии и эмульсионным проблемам.

Отложение парафина в основном происходит из-за резкого снижения температуры сырой нефти. При охлаждении содержащего парафин сырья происходит нуклеация, и парафин начинает кристаллизоваться. Температура, при которой начинается процесс кристаллизации, называется температурой начала кристаллизации или температурой помутнения. Ее значение зависит от концентрации парафина в растворе и его растворимости. Давление также может оказывать некоторое влияние на значение температуры из-за того, что при его повышении легкие фракции сжимаются сильнее, чем тяжелые. Менее очевидным предположением является то, что парафины становятся менее растворимыми. Таким образом, с повышением давления температура начала кристаллизации, как правило, также будет увеличиваться. Парафин имеет нормальную растворимость, и при высоких температурах его содержание в растворе может быть больше.

Осаждение парафина происходит, когда температура стенок трубы становится меньше температуры жидкости и температуры начала кристаллизации. Отложения могут образоваться только на ограниченных участках насосно-компрессорных труб или трубопроводов. До зоны отложений температура нефти превышает температуру начала кристаллизации, поэтому твердый парафин здесь отсутствует. Ниже по течению после зоны отложений парафин остывает настолько, что теряет свои адгезионные свойства. Начало кристаллизации зависит от распределения температуры, которое изменяется с ростом отложений. Первоначально температура начала кристаллизации может иметь место у стенок трубы, а к концу переместиться на границу раздела жидкость - парафин. В случае, когда температура стенки трубы становится равной температуре начала кристаллизации, на стенках образуются отложения. Если температура потока нефти опускается ниже температуры начала кристаллизации, то кристаллы парафина зарождаются в ламинарном подслое в сечении с температурой, равной температуре помутнения. Далее эти кристаллы либо перемещаются за счет сдвиговых напряжений в основной поток жидкости, где растворяются,

либо двигаются к более охлажденным участкам трубы и осаждаются на ее стенке.

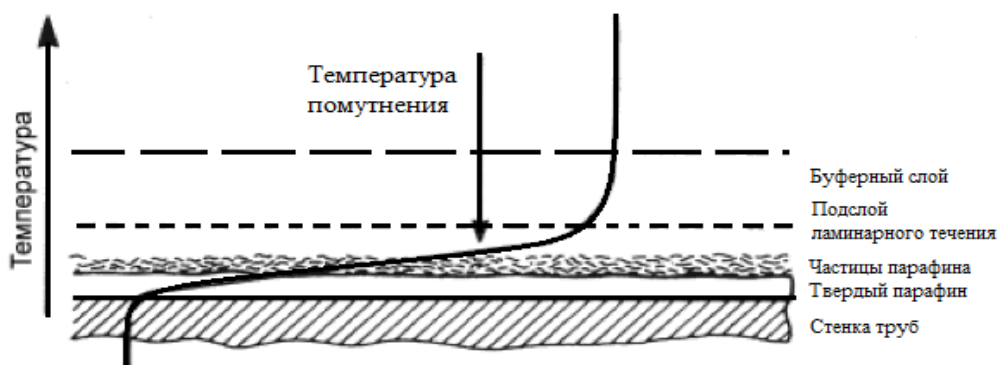


Рисунок 18 – Профиль температуры в продольном сечении трубы

Далее в таблице 3, рассмотрим применения каждого метода удаления ПО, а также их достоинства и недостатки.

Таблица 3 – Методы удаления парафиновых отложений

Метод	Применение	Достоинства	Недостатки
Тепловой	Ошибка! для каждой скважины	1) Простота реализации технологии; 2) Минимизация затрат на закупку химических реагентов.	1) Зависимость качества обработки от температуры нефти; 2) Достаточные расходы на проведение обработок; 3) Пожароопасность.
Ошибка!	Для периодических скважин	1) Наименее затратный способ очистки скважин.	1) Отказы механических устройств, скребков и лебедок; 2) Застревание скребков в запарафиненных трубах.
Биологический	Для высокотемпературных скважин	1) Реализация технологии не требует специальных подготовительных работ; 2) Экологически чистая технология.	1) Удаление ПО таким методом может идти очень долгий промежуток времени.
Химический	Индивидуально для каждой скважины	1) Удержание молекул ПО во взвешенном состоянии на всем пути движения нефти; 2) Взаимодействие с кристаллами и молекулами парафина, способствующие к снижению сил когезии.	1) Высокая стоимость химических реагентов; 2) Сложность подбора эффективного реагента, связанная с постоянным изменением условий эксплуатации в процессе разработки месторождения.

Если сделать вывод по таблице 3, то можно сказать, что любой метод предупреждения или удаления ПО подбирается опытным путем индивидуально для каждой скважины, но приоритетным методом является тепловой метод, т.к. прост в реализации и более эффективен.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Виноградову Владимиру Вячеславовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Надбавка за вахтовый метод - 16 % Районный коэффициент - 50 % Ежемесячная премия - 30 %
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование проекта
2. Планирование и формирование бюджета проекта	Планирование работ и оценка их выполнения. Разработка диаграммы Ганта. Бюджет проекта.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности
Перечень графического материала:	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Маланина Вероника Анатольевна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Виноградов Владимир Вячеславович		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Предпроектный анализ

4.1.1 Техничко-экономическое обоснование проекта

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность исследования, представленного в рамках исследовательской программы. В проводимом исследовании был выбран химический метод борьбы с парафинообразованием, так как данный метод более популярный ввиду низкой стоимости и простоты выполнения операций относительно других методов. Однако может возникнуть вопрос о целесообразности модернизации метода направленной в определённый интервал закачки ингибитора путём установки в скважину специального погружного кабельного устройства (СПКУ).

Для того, чтобы не возникало сомнений в экономической целесообразности внедрения специального погружного кабельного устройства (СПКУ) при кислотной обработке призабойной зоны скважины в определенном интервале, ниже приведён пример расчета экономической эффективности после внедрения СПКУ на скважину месторождения X.

Целесообразность применения капиллярных систем для осложненных скважин определяется экономической эффективностью.

Химические методы основываются на дозации в продукцию скважин химических соединений, либо уменьшающих, либо совсем предотвращающих образование ПО. Принцип действия ингибитора парафиновых отложений основывается на адсорбционных процессах, которые происходят на границах разделов фаз нефть-труба и нефть-дисперсная фаза.

Специалистами была разработана техническая документация на применение технологии по предупреждению осложнений в скважинном оборудовании с дозированием химических реагентов в заданную точку

скважины по капиллярному каналу при эксплуатации скважины с поверхностным штанговым приводом, а также с погружным электродвигателем. Обеспечивается доставка химического реагента в требуемую точку ввода (в призабойную зону, на прием погружного насоса или в интервал образования отложений) с наиболее эффективной дозировкой. При этом реагент не расходуется на насыщение столба нефти в затрубном пространстве скважины, адсорбцию его на внутренней поверхности обсадной колонны и наружной поверхности НКТ. Обеспечивается наиболее экономичный расход реагента непосредственно на конкретные технологические цели (деэмульсацию, депарафинизацию, предупреждение или удаление солей и др.) и наибольшая эффективность его применения.

Сегодня можно с уверенностью утверждать, что применение технологии дозирования химических реагентов по капиллярному кабелю показывает эффективность как при эксплуатации скважин с ШГН, так и при использовании ЭЦН. Внедрение технологии адресного дозирования позволило снизить удельный расход химических реагентов в 1,3–1,5, сократить более чем в 8 раз число подземных ремонтов, термических и химических обработок.

Важно, что подача реагента с помощью СПКУ позволяет использовать различные реагенты на разной глубине для борьбы со всеми видами осложнений. В среднем внедрение технологии СПКУ позволило увеличить МРП работы скважин более чем в 2 раза

4.2 Планирование графика и бюджета реализации проекта

4.2.1 Разработка графика выполнения работ

Мероприятие проводит одна бригада капитального ремонта, в которую входят один бурильщик 6 разряда и два помощника 5 разряда. Внутренним

трудовым распорядком рабочего дня в организации определяется продолжительность рабочей смены 11 часов. Календарный план–графическое представление выполненных работ.

Диаграмма Ганта позволяет отобразить календарный план. На данной диаграмме представлены этапы работ и период их выполнения.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует привести в календарные дни формула 1.

$$T_{ki} = T_{pi} * K_{\text{кал}} \quad (8)$$

где T_{ki} - продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

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

$K_{\text{кал}}$ - коэффициент календарности.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (9)$$

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.

Следует учесть, что расчетную величину продолжительности работ T_{ki} нужно округлить до целых чисел. Расчетные данные сводим в таблице 3, на основании которой можно построить календарный план-график таблица 4.



Таблица 4 - Календарный план график проведения исследовательской работы

Название	Время, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Подготовительные работы	30	10.01	10.02	Оператор ДНГ 5 разряда
Внедрение СПКУ	20	11.02	03.03	Оператор ДНГ 5 разряда Операторы ДНГ 4 разряда
Промывка скважины	5	04.03	09.03	Операторы ДНГ 4 разряда
Итого	55	10.01	09.03	

Таблица 5 - Календарный план - график проведения мероприятия

Вид работ	Исполнители	Т _к , кал,дн	Продолжительность выполнения работ														
			январь		февраль			март			апрель			май			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Подготовительные работы	Оператор ДНГ 5 разряда	30	■	■													
Внедрение СПКУ	Оператор ДНГ 5 разряда	20				■	■										
	Операторы ДНГ 4 разряда					■	■										
Промывка скважины	Операторы ДНГ 4 разряда	5							■	■							

где

-  - оператор ДНГ 5 разряда;
-  - операторы ДНГ 4 разряда.

4.2.2 Расходы на оплату труда и отчисления во внебюджетные фонды

Каждый месяц разделен на декады. Суммарное количество рабочих дней бурильщика составляет 30, суммарное количество рабочих дней помощников составляет 14.

Заработная плата бригады определяется исходя из тарифных ставок работников, коэффициентов премирования и территориального коэффициента по времени на проведение ГТМ. За вахтовый метод работы добавляется процентная надбавка в 16%.

Множество месторождений Западной Сибири, районный коэффициент к заработной плате составляет в округе 50 - 70%. Также выплачивается ежемесячная премия в размере 30%. Расчет заработной платы представлен в таблице (б).

Отчисления во внебюджетные фонды составляет 30,4%

$$N_z = \Phi O T p * P_z / 100, \text{ руб}$$

$$N_z = 38952.8 * 30,4 / 100 = 11841.6 \text{ руб}$$

Таблица 6 - Расчёт заработной платы

Должность	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Премия	Районный коэффициент, руб.	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.	Заработная плата за период внедрения, руб.
Оператор ДНГ 5 разряда	98,24	8	29,47	49,12	15,72	1540,4	7702
Оператор ДНГ 4 разряда	71,18	8	21,35	35,59	11,39	2232.2	31250.8
Итого						3772.6	38952.8

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ и включают в себя страховые взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке (таблица 6).

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 % для предоставления услуг в области добычи нефти и природного газа (код по ОКВЭД – 09.10).

Таблица 7 – Расчет страховых взносов при проведении работ операторов ДНГ

	Заработная плата	ФСС (2,9 %)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,4 %)	Всего, руб.
Затраты	38952, 8	1129,6	1986,6	8659,6	155,8	11931,6

Таким образом, сумма страховых взносов составила 11931,6 руб.

4.2.3 Расчет затрат на специальное оборудование

Годовая экономическая эффективность от применения комплекта оборудования определяется:

$$\mathcal{E}_\phi = Q_n \cdot (T_{\text{раб}} - T_{\text{рем}}) \cdot C_n - Z_o \quad (10)$$

где Q_n – дебит нефти, т/сут;

C_n – стоимость нефти, руб/т;

$T_{\text{раб}}$ – время годовой эксплуатации скважины, сут.;

$T_{\text{рем}}$ – время нахождения скважины в ремонте и простоя скважины в течение года, сут.;

Z_o – годовые эксплуатационные затраты, руб.

Время годовой эксплуатации скважины:

$$T_{\text{раб}} = 365 - T_{\text{рем}} \quad (11)$$

где $T_{\text{рем}}$ – время нахождения скважины в ремонте в течение года, сут.

Расчет простоя скважины во время ремонта за скользящий год:

$$T_{\text{рем}} = N_{\text{рем}} \cdot \left(t_{\text{рем}} + \frac{t_{\text{доп}}}{24} \right) + 1 \quad (12)$$

где $N_{\text{рем}}$ – количество ремонтов за скользящий год;

$t_{\text{рем}}$ – средняя продолжительность ремонта, ч.

$t_{\text{доп}}$ – дополнительное время, связанное с подготовкой скважины к ремонту.

При расчете простоя, дополнительно ко времени ремонта добавляются 1 сутки, в связи с простоем скважины по причине ожидания подтверждения отказа, глушения скважин, стравливания скважины после глушения и ожидания подъезда бригады ПРС.

Годовые эксплуатационные затраты будут складываться из затрат на ремонт скважины, на ремонт погружного оборудования и на внедрение комплекта оборудования:

$$Z_{\text{рем}} = N_{\text{рем}} \cdot t_{\text{рем}} \cdot S_{\text{ремпрс}} \quad (13)$$

где $N_{\text{рем}}$ – количество ремонтов за скользящий год;

$t_{\text{рем}}$ – средняя продолжительность ремонта, час;

$S_{\text{рем прс}}$ – стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час.

Общие затраты на ремонт скважинного оборудования:

$$Z_{\text{рем.об.}} = S_{\text{рем.об.}} \cdot N_{\text{рем}} \quad (14)$$

где $S_{\text{рем.об.}}$ – средняя стоимость скважинного оборудования, руб./ед;

$N_{\text{рем}}$ – количество ремонтов за скользящий год.

Годовые затраты на внедрение, приобретение и обслуживание комплекта оборудования за год:

$$Z_{\text{техн.}} = C_{\text{технол.}} + Z_{\text{монтаж.}} + Z_{\text{хим.}} + Z_{\text{обсл.год}} + Z_{\text{элект.}} \quad (15)$$

где $C_{\text{технол.}}$ – затраты необходимые для приобретения комплекта оборудования, руб;

$Z_{\text{монтаж.}}$ – затраты на монтаж оборудования, руб;

$Z_{\text{хим.}}$ – затраты на приобретение химического реагента, руб;

$Z_{\text{элект.}}$ – затраты за электроэнергию в год, руб;

$Z_{\text{обсл.год}}$ – затраты на техническое обслуживание и ремонт, руб.

Годовые затраты на приобретение химического реагента:

$$Z_{\text{хим.}} = V_{\text{доз.}} \cdot T_{\text{доз.}} \cdot C_{\text{хим.реагента}} \quad (16)$$

где $V_{\text{доз.}}$ – объем дозирования химического реагента, т/сут;

$T_{\text{доз.}}$ – время дозирования химического реагента в год, сут;

$C_{\text{хим.реагента}}$ – стоимость химического реагента, руб/т.

Годовые затраты на обслуживание и ремонт комплекта оборудования:

$$Z_{\text{обсл.год}} = Z_{\text{обсл.}} \cdot T_{\text{обсл.}} \quad (17)$$

где $Z_{\text{обсл.}}$ – затраты на обслуживание и ремонт ,руб/час;

$T_{\text{обсл.}}$ – время обслуживания и ремонта за год эксплуатации, час.

Годовые затраты на электроэнергию:

$$Z_{\text{электр.}} = N \cdot C_{\text{эн.}} \cdot T_{\text{раб.устан.}} \quad (18)$$

где N – потребляемая электроэнергия дозирующим насосом, кВт*ч;

$C_{\text{эн.}}$ – стоимость 1кВт ч электроэнергии, руб;

$T_{\text{раб.устан}}$ – время работы дозирующего насоса за год, час.

Стоимость годовой потери не добытой нефти из-за простоя:

$$P_{\text{н}} = Q_{\text{н}} \cdot C_{\text{н}} \cdot P_{\text{р}} \cdot C_{\text{р}} \quad (19)$$

где $Q_{\text{н}}$ – дебит по нефти, м³ /сут;

$C_{\text{н}}$ – отпускная стоимость нефти, доллар/баррель;

$C_{\text{р}}$ – стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час;

$P_{\text{р}}$ – средняя продолжительность ремонта, час.

На основании приведенных выше формул для расчёта годовой экономической эффективности, можно произвести расчёт на примере скважины месторождения X с дебитом $Q = 42,5$ т/сут., обводненность 60%, дебит по нефти $Q_{\text{н}} = 17$ т/сут., межремонтный период, которой составляет соответственно 58 суток.

Для предотвращения солеотложений и парафиновых отложений и гарантированного достижения межремонтного периода не менее одного года, в скважинах планируется спустить капиллярную систему для подачи

химических реагентов в различные интервалы скважины. В комплект оборудования входит дозировочная установка компании с устройством подогрева капиллярного трубопровода, устьевой ввод, скважинный капиллярный трубопровод, армированный полипропиленовый, центраторы на НКТ, узел подвески трубопровода на насосе, груз распылитель с обратным клапаном. По насосу и ПЭД проложен капиллярный термостойкий трубопровод.

Таблица 8 - Бюджет проектной работы для внедрения СПКУ

Показатель	Значение
Затраты на приобретение оборудования СПКУ, руб	450000
Затраты на монтаж оборудования, руб.	50000
Затраты на обслуживание, руб.	18000
Страховые взносы, руб.	11931,6
Всего затрат на оборудования, руб.	518000
Годовая норма амортизации, %	20
Амортизации за год, руб	103600
Затраты на оплату труда, руб	38952.8
Отчисления во внебюджетные фонды, руб	11841.6

Таблица 9 – Исходные данные к расчету экономической эффективности

Показатель	Значение до мероприятия	Значение после мероприятия
Дебит по нефти, м ³ /сут.	21	25
Ремонтов за скользящий год	8	1
Средняя продолжительность ремонта, час	48	48
Стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час	2700	2700
Средняя стоимость ремонта насоса от солеотложений руб./ед.	225000	225000
Отпускная стоимость нефти, доллар/баррель	65	65
USDЦБ	72,53	72,53

Таблица 10 – Внедрение капиллярной системы подачи химических реагентов

Показатель	Значение до мероприятия	Значение после мероприятия
Дебит по нефти, баррель/сут.	132.08	157.2
Средняя наработка на отказ, сут.	67	365
Затраты на ремонт за скользящий год, руб.	170000	250000

Продолжение таблицы 10

Простой скважины во время ремонта, суток/год	22	3
Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./год	14944428.4	2988885.68
Общие затраты на ремонт насосов руб/год	3150000	450000
ВСЕГОПОТЕРЬ	15424428.4	3688885.68
ИТОГО	15424428.4	4731885.68

4.3 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта

Следовательно, при данных параметрах скважины и уменьшению ее ремонтов до одного в год при помощи установки оборудования СПКУ, данная технология окупается меньше чем за $\frac{1}{4}$ года эксплуатации, относительно потерь при классической ингибиторной обработке скважины. По результатам расчета экономической эффективности от внедрения специального погружного кабельного устройства приведённым в таблице, можно сделать вывод, что в отличие от обычно закачки ингибитора в затрубную область скважины увеличиваются первоначальные затраты на установку комплекса необходимого оборудования СПКУ, однако в результате технологии направленной подачи ингибитора в определённый интервал скважины, которую обеспечивает СПКУ, увеличивается межремонтный период (МРП) эксплуатации скважины до 348 суток.

Увеличение МРП приводит к уменьшению времени простаивания скважины и количества обработок ингибитором, что в свою очередь экономит практически $\frac{3}{4}$ части от расходов при обычной обработке ингибиторами затрубного пространства скважины.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Виноградову Владимиру Вячеславовичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело, профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объектом исследования данной работы является месторождения в Томской области.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>1. Организационные мероприятия и особенности законодательного регулирования проектных решений</p>
<p>2. Производственная безопасность</p> <p>2.1. Анализ потенциальных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты, (сначала коллективной защиты, затем индивидуальные защитные средства). <p>2.2. Анализ потенциально опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, – средства защиты; 	<p>2.1 Анализ потенциальных вредных производственных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень шума; – Повышенный уровень вибрации; – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды в рабочей зоне. – Повышенная загазованность – воздуха в рабочей зоне; – Производственные факторы, связанные в электромагнитными полями; <p>2.2 Анализ потенциально опасных</p>

<ul style="list-style-type: none"> – термические опасности (источники,– средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое– электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины,– профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>производственных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Пожаровзрывоопасность – Производственные факторы связанные с электрическим током. – Аппараты под давлением
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу; – анализ воздействия объекта на литосферу; - разработать решения по обеспечению – экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по– предупреждению ЧС; – разработка действий в результате– возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Виноградов Владимир Вячеславович		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Одним из национальных приоритетов для сохранения человеческого капитала является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности, что требует постоянного улучшения и соблюдения условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности. Объектом исследования данной работы является нефтегазоконденсатное месторождение Томской области. Одна из проблем добычи нефти и газа на месторождении является парафинообразование. Данные отложения негативно влияют на объемы добычи из-за того, что они откладываются на стенках труб, сужая тем самым проходной диаметр трубы.

Удаление и профилактика АСПО отложений – это проведение работ по увеличению полезной емкости труб. Проведение очистки на основе современных технических решений позволяет добиться совершенствования технико-экономических показателей при нефтедобыче.

Данный раздел дипломной работы посвящен созданию оптимальных норм мероприятий для обеспечения благоприятных, безопасных условий труда на рабочем месте оператора добычи нефти и газа, а также уделено особое внимание охране окружающей среды, безопасности в ЧС. При разработке раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

Основной задачей при производстве работ по удалению и предотвращению АСПО является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Организационные мероприятия

Подготовка рабочего участка и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование ТГВ. Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия опасных производственных факторов на рабочем месте.

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно–ремонтного других задействованных организаций.

Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж.

При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий).

Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений.

Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй – у допускающего.

После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после проверки рабочего места также оформляет в наряде полное окончание работ.

Окончание работы по наряду (распоряжению) также оформляется оперативным персоналом в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативном журнале.

5.1.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника.

Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд.

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов

При работе оператора добычи нефти может возникать множество опасных и вредных факторов, которые могут нанести вред его здоровью. Более подробно вредные и опасные факторы приведены в (таблице 11).

Таблица 11 – Опасные и вредные факторы при работе оператора добычи нефти и газа

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Удаление и предотвращение АСПО отложений на нефтедобывающем оборудовании	1.Повышенная загазованность рабочей зоны; 2.Недостаточная Освещенность рабочей зоны; 3.Повышенный уровень шума на рабочем месте 4.Повышенный уровень электромагнитных излучений 5.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны 6.Повышенный уровень шума на рабочем месте; 7.Повышенная запыленность рабочей зоны 8.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны; 9.Повреждения в результате контакта с насекомыми	1.Повышенное значение напряжения в электрической цепи; 2.Движущиеся машины и механизмы.	ГОСТ 12.0.003–2015 ССБТ. [2] СП 4156–86[4]; СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [5] СанПиН 3.2.3215 – 14 [6] МР 2.2.7.2129 – 06 [7]. СП 52.13330.2011 [8] ГОСТ 12.2.062–81 [9]. ГОСТ 12.2.003–91 [10]. ГОСТ 12.4.124–83–ССБТ. 30–2012 [12]

5.2.2 Вредные факторы

5.2.2.1 Повышенный уровень шума

В непосредственной близости от рабочего места оператора находятся компрессорные установки, которые создают уровень звукового давления в децибелах, не превышающий допустимый уровень шума, согласно требованиям.

Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в (таблице 12).

Таблица 12 – Предельно допустимые уровни звукового давления.

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение всех видов на постоянных рабочих местах и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Индивидуальные мероприятия для устранения воздействия шума: наушники, противозумные вкладыши (беруши), перерывы на отдых.

К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

5.2.2.2 Повышенный уровень вибрации

Генераторы, обеспечивающие бесперебойную работу, и сами компрессорные установки создают определенный уровень вибрации. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм [21].

В СанПиН 2.2.4.3359-16 указаны Предельно допустимые значения и уровни производственной вибрации (таблица 13).

Таблица 13. Предельно допустимые значения и уровни производственной вибрации

Вид вибрации	Категория вибрации	Направление действия	Коррекция	Нормативные эквивалентные скорректированные значения и уровни виброускорения	
				м/с ²	ДБ
Локальная		Xл, Yл, Zл	Wh	2,0	126
Общая	1	Zo	Wk	0,56	115
		Xo, Yo,	Wd	0,40	112
	2	Zo	Wk	0,28	109
		Xo, Yo,	Wd	0,2	106
	3а	Zo	Wk	0,1	100
		Xo, Yo,	Wd	0,071	97
	3б	Zo	Wk	0,04	92
		Xo, Yo	Wd	0,028	89
	3в	Zo	Wk	0,014	83
		Xo, Yo	Wd	0,0099	80

В связи с длительной работой данного оборудования, происходит его износ, поэтому в будущем может произойти превышение уровня вибрации. Мероприятия для устранения уровня вибрации следующие: установка прокладок между напольным покрытием и работающим оборудованием. Так же можно увеличить количество крепежей. При соприкосновении с вибрирующими предметами такие материалы — резина, войлок, асбест, пробка — противодействуют колебаниям и ослабляют вибрацию.

В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы [22].

5.2.2.3 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения необходимого искусственного освещения

При недостаточном освещении необходимо предусматривать общее равномерное освещение. Для освещения следует применять прожекторы на мачтах, расположенных за обвалованием. Осветительные устройства, установленные в пределах компрессорной станции, должны быть во

взрывозащищенном исполнении. Освещенность должна быть не менее 20 лк независимо от применяемых источников света [23].

При работе вручную, при подъеме или перемещении грузов освещенность места работ должна быть не менее 5 лк и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов. Для освещения внутри компрессорной станции необходимо применять переносные аккумуляторные фонари взрывозащищенного исполнения, которые включаются не ближе, чем за 20 м до газоопасной зоны. Для работы внутри компрессорной станции средняя освещенность должна быть не менее 30 лк [23].

5.2.2.4 Производственные факторы, связанные в электромагнитными полями

Электромагнитные поля (ЭМП) радиочастотного диапазона обладают выраженным биологическим действием, характер которого зависит от интенсивности ЭМП, времени облучения, частоты и характера электромагнитного сигнала, с одной стороны, и состава тканей (в частности, содержания в них воды), формы организма подвергающегося облучению – с другой. Они могут вызывать существенные изменения в состоянии практически всех систем организма человека, как обратимые, так и достаточно стойкие и должны соответствовать таблице 14.

Таблица 14 - Предельно допустимые уровни ЭМП диапазона частот 30 кГц-300 ГГц на рабочих местах персонала [26]

Параметр	Диапазонах частот (МГц)				
	0,03-3,0	3,0-30,0	30,0-50,0	50,0-300,0	300,0-300000
Предельно допустимое значение \dot{E} , (В/м) ² ·ч	20000	7000	800	800	-
Предельно допустимое значение \dot{H} , (А/м) ² ·ч	200	-	0,72	-	-
Предельно допустимое значение $\dot{E}_{ППЭ}$, (мкВт/см ²)·ч	-	-	-	-	200
Максимальный ПДУ E , В/м	500	296	80	80	-
Максимальный ПДУ H , А/м	50	-	3,0	-	-
Максимальный ПДУ $ППЭ$, мкВт/см ²	-	-	-	-	1000

5.2.2.5 Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды в рабочей зоне

К вредным производственным факторам, которые могут возникнуть при обслуживании объектов нефтегазодобывающих предприятий, относят сложные климатические условия. Определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия климата их на организм рабочего. Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

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

Таблица 15 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

5.2.2.2.6 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Основной величиной экологического нормирования содержания вредных химических является предельно допустимая концентрация (ПДК) – мг/м³. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны: нефть – 100 мг/м³, уайт-спирит – 300 мг/м³, бензол – 5 мг/м³, С1-С5 – 3 мг/м³, сероводород – 10 мг/м³, хлор – 1 мг/м³ [23]. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

5.2.3 Опасные факторы

5.2.3.1 Пожаровзрывоопасность

В статье 18 Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 14.07.2022) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023) представлены следующие классы пожароопасных зон:

- 1) П-I - зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия;
- 2) П-II - зоны, расположенные в помещениях, в которых выделяются горючие пыли или волокна;
- 3) П-IIIa - зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются твердые горючие вещества в количестве, при котором удельная пожарная нагрузка составляет не менее 1 мегаджоуля на квадратный метр;
- 4) П-III - зоны, расположенные вне зданий, сооружений, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия или любые твердые горючие вещества.

Для обеспечения пожаробезопасности на компрессорных станциях применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы.

Система тушения пожаров нефти и нефтепродуктов водопенными мониторами с использованием пленкообразующего пенообразователя используется для:

- противопожарной защиты нефтедобывающего оборудования;
- для тушения пламени при выбросах нефти;

Дополнительным условием тушения факела пламени является температура окружающей среды – если значение температуры вспышки нефти будет выше температуры окружающей среды, то тушение пламени факела пламени произойдет при снижении температуры поверхностного слоя нефти до температуры вспышки.

При работе с пожароопасными и взрывопожароопасными веществами и материалами соблюдаются требования маркировки и предупредительных надписей [24]. Первичные средства пожаротушения представлены в (таблице 16).

Таблица 16 – Первичные средства пожаротушения.

Наименование		ГОСТ	Количество, шт.
Воздушно - пенный огнетушитель		ГОСТ Р 51057-2001	6
Ящики с песком	0,5 м ³	—	4
	1 м ³		2
Лопаты		ГОСТ 3620–70	5

Продолжение таблицы 16

Лом пожарный легкий	ГОСТ 16714-71	2
Топор пожарный поясной	ГОСТ 16714-71	2
Багор пожарный	ГОСТ 16714-71	2
Ведро пожарное	ТУ 220	4
Углекислотный огнетушитель	СП 9.13130	4

Выбор типа огнетушителя (передвижной или ручной) для тушения пожара обуславливается:

- размерами возможных очагов пожара;
- соответствием их температурного диапазона применения и климатического исполнения условиям эксплуатации.

По назначению, в зависимости от вида заряженного ОТВ, огнетушители подразделяют:

- для тушения загорания твердых горючих веществ (класс пожара А);
- для тушения загорания жидких горючих веществ (класс пожара В);
- для тушения загорания газообразных горючих веществ (класс пожара С);
- для тушения загорания металлов и металлосодержащих веществ (класс пожара D);
- для тушения загорания электроустановок, находящихся под напряжением (класс пожара Е).

Для определения частоты реализации пожароопасных ситуаций на производственном объекте используется информация [25]:

- об отказе оборудования, используемого на производственном объекте;
- о параметрах надежности используемого на производственном объекте оборудования;
- об ошибочных действиях персонала производственного объекта;
- о гидрометеорологической обстановке в районе размещения производственного объекта;

– о географических особенностях местности в районе размещения производственного объекта.

На стадии проектирования необходимо предусмотреть противопожарные разрывы между узлом приготовления раствора, емкостями для его хранения и устьем скважины не менее 50 м. Вся циркуляционная система, механизмы по обработке и заготовке раствора, площадка для хранения порошкообразных реагентов должны быть под навесом для защиты от атмосферных осадков. Все деревянные и тканевые покрытия привышечных сооружений, находящиеся в непосредственной близости от циркуляционной системы и приемных емкостей, пропитываются 25–30% раствором жидкого стекла. Над желобами и приемными емкостями должна быть обеспечена естественная вентиляция.

Электросварочные работы можно вести только после соответствующей подготовки свариваемых деталей, узлов и прилегающего к ним района (очистка, пропарка и др.). В случае воспламенения раствора необходимо остановить насосы, выключить дизели и электродвигатели. Горящий раствор при плотности менее 1000 кг/м^3 тушится пеной, а при более высокой плотности допускается применение воды.

5.2.3.2 Производственные факторы, связанные с электрическим током

Основная информация о правилах применения объектов электрооборудования и электронного оснащения объектов нефтяной и газовой промышленности в том числе и на компрессорной станции содержится в документе Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [31]. Помимо этого, существуют также «Правила устройства электроустановок» (далее - ПУЭ) [32] и «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (далее – ПОТ) [31]. Данные документы являются обязательными для исполнения всеми предприятиями,

занятыми в сфере добычи нефти и газа, транспортировки и хранения углеводородов, их переработки, очистке и так далее. Помимо Правил на каждом предприятии имеются также группы допуска по электробезопасности (области аттестации руководителей и специалистов организаций, поднадзорных Ростехнадзору: Г.1.-Г.3.) [1], предоставляющими возможность использования оборудования конкретными сотрудниками. Каждый специалист, работающий на предприятии, имеет свою категорию допуска, обусловленную спецификой оборудования, поскольку действия, связанные с эксплуатацией, настройкой и использованием электроустановок имеют важное значение. Электрическое оснащение имеют очень многие механизмы нефтегазовой промышленности, причем именно благодаря им осуществляется не только добыча, но и дальнейшая переработка и транспортировка углеводородов.

Согласно ГОСТ ИЕС 61140-2012 для максимальной защиты персонала от поражения током необходимо предпринимать следующие меры:

- применять исправные изолированные и исправные инструменты;
- изолировать токоведущие части оборудования;
- заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
- применять перчатки, не проводящие токи, диэлектрическую обувь (боты, галоши), диэлектрические дорожки и коврики; изолирующие поверхности — подставки, изготовленные из резины;
- устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

Поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. При этом повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, является опасным фактором.

В зависимости от условий производственной среды и нормативным документам [26], рассматриваются следующие вопросы: требования к электрооборудованию, анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям, выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током, мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий, обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током. При работе вблизи воспламеняющихся материалов, взрывоопасных паров или пыли разрешается использовать только специальные электроинструменты (во взрывобезопасном исполнении или не создающие искр).

Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; зануление; защитное отключение [26].

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

Индивидуальные дополнительные электрозащитные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение – усилить защитное действие основных изолирующих средств, с которыми они должны применяться. В установках до 1000 В – диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки.

5.2.3.3 Аппараты под давлением

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом и оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Аппараты под давлением, например работа компрессорной установки, регулируются нормативным документом [27].

Для коллективной защиты аппараты под высоким давлением должны оснащаться системами взрывозащиты, которые предполагают наличие различных гидрозатворов и огнепреградителей. Также используются устройства аварийного сброса давления (обратные и предохранительные клапаны). Оператор должен использовать следующие средства индивидуальной защиты: костюм (халат) хлопчатобумажный, рукавицы комбинированные, сапоги резиновые.

Объем контроля определяется в зависимости от группы сосуда (аппарата), который работает под давлением и определяется в зависимости от температуры стенки, расчетного давления и характера рабочей среды представлены в (таблице 17).

Таблица 17 – Определение группы сосуда [28]

Группа сосуда	Расчетное давление, МПа (кгс/см ²)	Температура стенки, °С	Характер рабочей среды
1	Свыше 0,07 (0,7)	Независимо	Взрывоопасная, или пожароопасная, или 1, 2 классов опасности по ГОСТ 12.1.007
2	До 2,5 (25)	Ниже минус 70, выше 400	Любая, за исключением указанной для 1-й группы сосудов
	Свыше 2,5 (25) до 4 (40)	Ниже минус 70, выше 200	
	Свыше 4 (40) до 5 (50)	Ниже минус 40, выше 200	
	Свыше 5 (50)	Независимо	
3	До 1,6 (16)	От минус 70 до минус 20	

		От 200 до 400	
	Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25)	От минус 70 до 400	
	Свыше 2,5 (25) до 4 (40)	От минус 70 до 200	
	Свыше 4 (40) до 5 (50)	От минус 40 до 200	
4	До 1,6 (16)	От минус 20 до 200	

5.3. Экологическая безопасность

На стадии эксплуатации месторождений техногенному воздействию подвергаются почва, грунтовые и поверхностные воды, атмосферный воздух. Факторы воздействия – выбросы загрязняющих веществ, забор свежей воды из поверхностных и подземных источников, размещение отходов, шум.

5.3.1 Анализ воздействия на литосферу

На этапе эксплуатации месторождения происходит нарушение целостности грунтов вследствие строительства новых и реконструкции существующих кустовых площадок, дорог, трубопроводов и других объектов инфраструктуры. При этом формируются новые формы рельефа, как положительные (валы, насыпи, отвалы разнообразных грунтов), так и отрицательные (земляные амбары, карьеры, траншеи). Перестройка рельефа, сопровождающаяся дезинтеграцией грунтовых масс и изменениями условий водостока, активизирует, а иногда и изменяет рельефообразующие процессы, что сопровождается возникновением вторичных форм рельефа – промоин, просадок, оползней, оврагов.

Вредные отходы

- шлам от зачистки труб от АСПО;
- отработанные обтирочные материалы (ветошь);
- твердые отходы при очистке конструкций;
- техническая вода;
- твердые бытовые отходы.

В целях снижения уровня загрязнения литосферы выбросами углеводородов осуществляют мероприятия по сокращению потерь нефти (нефтепродуктов).

Для снижения негативных экологических последствий, которые влияют на почвенно-растительный покров должны быть предусмотрены мероприятия:

- сбор твердых отходов в контейнеры-накопители;
- сооружение подъездных дорог с покрытием железобетонными дорожными плитами в местах переездов через подземные технологические нефтепроводы и инженерные коммуникации;
- складирование плодородного слоя почвы для последующего его использования при рекультивации нарушенных земель.

5.3.2 Анализ воздействия на атмосферу

Источниками выбросов вредных веществ в атмосферу при рабочем режиме эксплуатации объектов добычи нефти являются неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры и уплотнений подвижных соединений насосов. В период строительно-монтажных работ источниками выброса загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- котельная, работающая в период бурения, крепления и освоения новых– скважин;
- дизельная электростанция, работающая в период проведения строительно-монтажных работ и освоения скважин;
- выхлопные трубы автомобильной и строительной техники;
- электроды сварочных агрегатов;

Воздействие нефтепромысловых объектов на поверхностные и подземные воды, прежде всего, связано с:

- созданием условий, изменяющих характеристики фильтрационного–внутриболотного и поверхностного стока (прокладка автодорог, трубопроводов, отсыпка площадок);
- нарушением целостности берегов, долин пересекаемых водотоков, что–приводит к их частичному разрушению и развитию эрозионных процессов;
- возможным захламлением русел и затопляемых долин водотоков–строительными отходами, вызывающими изменение гидрологических характеристик водотоков, ухудшение качества воды и условий проживания гидробионтов;
- возможным загрязнением водотоков нефтепродуктами (аварийная ситуация– на нефтепромысловых объектах), хозяйственно-бытовыми и производственными сточными водами (при несоблюдении правил сбора жидкостей и нарушении герметичности оборудования);
- возможной миграцией токсичных веществ в почвы и грунтовые воды, при– нарушении правил безопасного обращения с отходами производства и потребления.

В зависимости от стадии освоения месторождения преобладает тот или иной вид воздействия. Механическое воздействие на водные объекты преобладает в основном на стадии строительства, химическое – на стадии эксплуатации месторождения и может возникнуть за счёт поступления в водные объекты загрязняющих веществ. Загрязняющие вещества могут попасть в водную среду как непосредственно путем сброса стоков, так и из воздушной среды и за счет почвенно-грунтовых вод.

5.3.3 Решения по обеспечению - экологической безопасности

На стадии эксплуатации нефтепромыслового оборудования предусмотрены специальные мероприятия, направленные на минимизацию

выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников. К ним относятся следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;
- установка специально-подогнанных прокладок для фланцевых соединений;
- проведение периодических испытаний трубопроводов на прочность и плотность;
- применение средств автоматизированного контроля рабочих параметров оборудования и трубопроводов, работающих под давлением;
- использование сертифицированного оборудования;
- своевременное проведение ППР оборудования;
- соблюдение нормативов выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников выбросов при их эксплуатации;
- использование (утилизация) попутного нефтяного газа для собственных нужд и выработки электроэнергии.

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения предусмотрены следующие мероприятия:

- 1) строительство водопропускных труб;
- 2) установка запорной арматуры на обоих берегах рек и ручьев (на подводных переходах трубопроводов через водные преграды) на отметках не ниже отметок горизонтов высоких вод (ГВВ) 10 % обеспеченности и выше отметок ледохода;
- 3) увеличение надежности трубопроводов на участках перехода через водные объекты (антикоррозионное покрытие и диагностика);

- 4) выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов;
- 5) строительство трубопроводов по эстакадному варианту в зимний период, когда нет нереста, для снижения воздействия на дно и берега водного объекта;
- 6) укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо - песчаной смесью с посевом трав;
- 7) ежегодное диагностирование технического состояния переходов трубопроводов через водные преграды;
- 8) обеспечение мер по защите от коррозии трубопроводов (применение труб с наружной защитной изоляцией усиленного типа и внутренним противокоррозионным покрытием);
- 9) использование бакпрепаратов для ликвидации свежих нефтяных загрязнений.

Для предупреждения возможных загрязнений с кустов скважин предусматриваются следующие природоохранные мероприятия: устройство обвалования высотой 1,3 м по всему периметру кустового основания; укрепление откосов обвалований торфо - песчаной смесью; устройство дренажных емкостей для сбора стоков с технологического оборудования.

Кроме того, данной работой предусматривается два варианта: устройство обвалования шламового амбара или замена шламовых амбаров на траншеи с использованием бурового шлама в тело насыпи.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ вероятных ЧС на месторождениях Томской области

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. Необходимо

разработать перечень мероприятий по повышению устойчивости проектируемого объекта (повышение прочности конструкций, резервирование запасов сырья, систем электро – газо - водоснабжения и т.д.).

Для нефтяных месторождений Томской области характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природные (большая продолжительность периода с устойчивыми морозами (до – 45 °С) составляет 164 дня, сильные метели и снежные заносы, лето короткое (50–60 дней), умеренно теплое (+23 °С) и пасмурное, с частыми заморозками);
- технические: сильные взрывы газоздушных смесей (образуются в результате утечки газа или легких фракций нефти), крупномасштабные пожары на нефтепроводах и территории резервуарного парка, разливы на больших площадях ядовитых сильнодействующих веществ.

5.4.2 Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС

Для снижения последствий и недопущения ЧС необходим анализ и выявление чрезвычайных потенциальных ситуаций. Для этого на предприятии принимают следующие меры [29]:

- контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;
- оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;
- планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;
- обучение работников к действиям в ЧС и поддержание в готовности средств защиты.

5.4.3 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.3.1 Организационные мероприятия

Подготовка рабочего участка и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование ТГВ. Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия опасных производственных факторов на рабочем месте.

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно–ремонтного других задействованных организаций.

Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж.

При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий).

Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений.

Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй – у допускающего.

После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после проверки рабочего места также оформляет в наряде полное окончание работ.

Окончание работы по наряду (распоряжению) также оформляется оперативным персоналом в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативном журнале.

5.4.3.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника.

Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд.

Выводы по разделу

В ходе проделанной работы были оценены вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и состояние персонала. Выполнение всех требований мер безопасности, а также мер по предупреждению опасных воздействий на данном производстве, будет помогать избегать влияния вредных и опасных факторов на жизнь людей и природу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Главной причиной появления отложений является возрастающая перенасыщенность раствора в результате изменения термодинамического состояния среды, что приводит к частичной кристаллизации и свободному выпадению твердой фазы с последующим осаждением взвешенных частиц непосредственно на стенках оборудования. Парафинизация оборудования связана с охлаждением газонефтяного потока до температур, меньших температуры насыщения нефти парафином вследствие разгазирования пластовой жидкости и теплообмена.

Как показывает практика, с увеличением глубины скважины, уменьшается количество асфальтосмолистых веществ в ПО, а содержание твердых парафинов увеличивается. В целом можно сказать, что средняя глубина отложений составляет 50-700 метров. Интенсивное выделение начинает происходить в пределах 100-400 метров, с увеличением глубины уменьшается. Но для точного расчета глубины образования ПО в скважине необходимо с достаточной для практики точностью определять распределение температуры жидкости в добывающих скважинах и распределение температуры насыщения нефти парафином.

В процессе работы с фондом скважин предлагается применять широкий спектр методов борьбы с отложениями. Так как каждая скважина является индивидуальной, имеет свои особенности и характеристики работы, то технологии борьбы должны быть различными. Необходимо грамотно систематизировать на каких скважинах следует применять конкретный вид той или иной технологии предупреждения или удаления.

Также были проанализированы вредные и опасные факторы, влияющие на состояние работников нефтегазодобывающего предприятия, предложены средства индивидуальной и коллективной защиты, профилактические мероприятия, правила безопасности. 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. 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.
2. Булатов, А. В. Асфальтосмолопарафиновые отложения и гидратообразования : предупреждение и удаление / А. В Булатов, Г. В. Кусовб – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг». Т. 1. – 2011. – 348 с.
3. Вахитов, Т. М. Комплексные решения по повышению надежности эксплуатации внутрискважинного оборудования в осложненных условиях на месторождениях ОАО АНК «Башнефть» / Т. М. Вахитов // Инженерная практика – Москва – 2010 - № 6.
4. Глущенко, В. Н. Предупреждение и устранение асфальтосмолопарафиновых отложений. Нефтепромысловая химия / В. Н. Глущенко, В. Н. Силин. - Москва : Интерконтракт Наука, 2009. - 475 с.
5. Ибрагимов Н. Г., Хафизов А. Р., Шайдаков В. В. Осложнения в нефтедобыче. / Н. Г. Ибрагимов, А. Р. Хафизов, В. В. Шайдаков – Уфа : ООО Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. – 302 с.
6. НПО Пермнефтегаз. – сайт. - URL: <https://permneftegaz.ru/catalog/termoelektricheskie-ustanovki/warm-stream-1vp-induktsionnogo-tipa/> (дата обращения 01.05.2023).
7. Иванов А. Д. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений при эксплуатации скважин Сибирского месторождения / А.Д. Иванов, М.С. Турбаков // Недропользование. 2006. №1. – сайт. - URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/udalenie-asfaltenosmoloparafinovyh-otlozheniy-pri-ekspluatatsii-skvazhin-sibirskogo-mestorozhdeniya> (дата обращения: 15.06.2023).

8. Как мы решаем проблему АСПО – сайт. - URL: <https://permneft-portal.ru/newspaper/articles/kak-mi-rehaem-problemu-aspo-56/> (дата обращения 01.05.2023)
9. 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 – № 2-2;
10. Коробов, Г. Ю. К расчету распределения температуры по стволу добывающей скважины / Г. Ю. Коробов, Е. Н. Устькачкинцев // Тезисы докладов IV Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» г. Пермь - 2011 – С. 59.
11. Коробов, Г. Ю. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами с использованием ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений : дис. ... канд. тех. наук : 25.00.17 / Коробов Григорий Юрьевич – Санкт-Петербург, 2016. – С. 29 – 30.
12. Майлат, Я. А. Анализ действующих способов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на нефтяных месторождениях Припятского прогиба / Я. А. Майлат, В. С. Горбаченко, Н. А. Демяненко // Современные проблемы машиноведения : материалы XII Междунар. науч.-техн. конф. (науч. чтения, посвящ. П. О. Сухому), Гомель, 22–23 нояб. 2018 г. / М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого, Филиал ПАО «Компания «Сухой» ОКБ «Сухого» ; под общ. ред. А. А. Бойко. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2018. – С. 288-290.
13. Марьин, В. И. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор / В. И. Марьин, В. А. Акчурин, А. Г. Демахин - Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001 - 156 с.
14. Михеев М. А. Основы теплопередачи. / М. А. Михеев, И. М. Михеева. – Москва : «Энергия», 1973. – С. 83 - 87.

15. Нелюбов Д. В., Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. - Тюмень, ТюмГУ, 2014. - 153 с.
16. НПО Пермнефтегаз – сайт. - URL: <https://permneftegaz.ru/catalog/termoelektricheskie-ustanovki/>. (дата обращения 01.05.2023)
17. Персиянцев М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях. / М. Н. Персиянцев – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000, - 653 с.: ил.
18. Рагулин, В. В. Исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов / В. В. Рагулин [и др.]// Нефтепромысловое дело. 2001. № 5. С. 33-36 с.
19. Коробов, Г. Ю. Распределение температуры по стволу добывающей скважины / Г. Ю. Коробов, В. А. Мордвинов // Нефтяное хозяйство. № 4. 2013. С. 57 - 59.
20. Ибрагимов, Н. Г. Осложнения в нефтедобыче. / Н. Г. Ибрагимов, А. Р. Хафизов, В. В. Шайдаков – Уфа : ООО Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. – 302 с.
21. Фаттахов, И.Г. Эволюция методов борьбы с отложениями парафина на Туймазинском месторождении / И.Г, Фаттахов [и др.] // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2-25. – С. 5573-5576.
22. Шадрина П. Н. Совершенствование технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на нефтепромысловом оборудовании месторождений высоковязких нефтей : дис. ... канд. тех. наук : 25.00.17 / Шадрина Полина Николаевна. – Уфа, 2017. – С. 16 – 17
23. 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
24. Шарифуллин, А.В. Композиционные составы для процессов удаления и ингибирования асфальтено-смоло-парафиновых отложений / А.В. Шарифуллин, В.Н. Шарифуллин // Монография. - Изд-во: КГТУ. Казань, 2010. -

304 с.

25. Мастобаев, Б.Н. Химические средства и технологии в трубопроводном транспорте нефти / Б.Н. Мастобаев, А.М. Шаммазов, Э.М. Мовсумзаде. - М.: Химия, 2002. - 296 с.
26. Маркин, А.Н. Нефтепромысловая химия / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов // Практическое руководство. - Владивосток: Дальнаука, 2011. - 288 с.
27. Казакова, Л.П. Физико-химические основы производства нефтяных масел / Л.П. Казакова. – Москва : Химия, 1978. - 320 с.
28. Казакова, Л.П. Твердые углеводороды нефти / Л.П. Казакова. – Москва : Химия, 1986. - 176 с.
29. Рябов, В.Д. Химия нефти и газа: учебное пособие / В.Д. Рябов. – Москва : Изд-во «ФОРУМ»: ИНФРА-М, 2014. - 336 с.
30. Агаев, С.Г. Парафиновые отложения Верхне-Салатского месторождения нефти Томской области / С.Г. Агаев, Е.О. Землянский, С.В. Гульятяев // Нефтепереработка и нефтехимия. - 2006. - № 3. - С. 8 - 12.
31. Халадов, А.Ш. Повышение эффективности удаления асфальтосмолистых и парафиновых отложений при добыче с большими перепадами температур в фонтанном лифте: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Халадов Абдула Ширваниевич. - УГНГУ. - 2002. - 25 с.
32. Прозорова, И.В. Особенности осадкообразования и состава парафиновых углеводородов нефти Верхне-Салатского месторождения / И.В. Прозорова, О.В. Серебренникова, Ю.В. Лоскутова, Н.В. Юдина, Л.Д. Стахина, Т.Л. Николаева // Известия Томского политехнического университета. - 2007. - Т. 310, № 2. - С. 155 - 159.
33. ГН 2. 2. 5. 1313 – 03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
34. ГОСТ 12. 1. 007 - 76 «Вредные вещества».
35. ГОСТ 12. 1. 010 – 76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

36. ГОСТ 12. 1. 012 - 2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
37. ГОСТ 12. 1. 038 – 82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
38. ГОСТ 12. 4. 011 – 89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
39. ГОСТ 25215 - 82 Сосуды и аппараты высокого давления
40. ГОСТ Р 22. 0. 01 - 94. Безопасность в ЧС. Основные положения.
41. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением». Серия 20.Выпуск 16. — Москва : Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2015. - 254 с.
42. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22. 07. 2008 № 123 – ФЗ.