

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
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Определение эффективности способов борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями при эксплуатации нефтяных месторождений

УДК 622.276.72

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Борисов Афанасий Прокопьевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврская работа

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Борисову Афанасию Прокопьевичу

Тема работы:

Определение эффективности способов борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями при эксплуатации нефтяных месторождений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-13/с от 30.03.2021 г.

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Состав о свойствах нефти и газа, параметры потоков, свойства пласта, диаметры скважины. Тексты научно-исследовательских работ по месторождениям, специальная и учебная литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Состав и свойства асфальтеносмолопарафиновых отложений; механизм и условия формирования АСПО; способы и методы борьбы АСПО применяемых на месторождениях, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение, социальная ответственность.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
1. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и	Доцент, Дукарт Сергей Александрович

ресурсосбережение	
2. Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
Название разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Основные факторы, обуславливающие образование АСПО	
2. Способы и методы борьбы АСПО и предотвращение их образования	
3. Технология борьбы с парафиноотложением в нефтедобывающих скважинах Талаканского месторождения	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	03.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Борисов Афанасий Прокопьевич		

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2020 /2021 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.03.2021	Введение	10
24.03.2021	Основные факторы, обуславливающие образование АСПО	20
03.04.2021	Способы и методы борьбы АСПО и предотвращение их образования	10
25.04.2021	Технология борьбы с парафиноотложением в нефтедобывающих скважинах Талаканского месторождения	20
11.05.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
18.05.2021	Социальная ответственность	15
10.06.2021	Оформление работы	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Обозначения, определения и сокращения

- АСПО** – асфальтеносмолопарафиновые отложения
- УЭЦН** – установка электроприводного центробежного насоса
- УЭВН** – установка электровинтового насоса
- АСПВ** – асфальтеносмолопарафиновые вещества
- НКТ** – насосно-компрессорные трубы
- ПУ** – парафиновые углеводороды
- ПЗП** – призабойная зона пласта
- МРП** – межремонтный период
- УПС** – установка прогрева скважин
- ПЭД** – погружной электрический двигатель
- МОП** – межочистной период
- МРП** – медремонтный период
- АЭУ** – автономное электрическое устройство
- АМС** – активатор магнитный скважинный
- АСН** – автоматизированные системы нагрева
- ПАВ** – поверхностно-активные вещества
- МДС** – механизм депарафинизации скважи
- ВВЭ** – высоковязкие эмульсии
- КГТн** – кабель с медными греющими жилами
- АДПМ** – агрегат депарафинизации скважин
- ППУ** – передвижная парогенераторная установка
- АДУ** – автоматическая депарафинизационная установка
- ПКС** – передвижная компрессорная установка
- СПУ** – спуско – подъемное устройство
- НПЗ** – нефтеперерабатывающий завод

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 103 страницы, в том числе 39 рисунков, 21 таблиц. Список литературы включает 38 источников.

Ключевые слова: нефть, асфальтены, парафины, нефтяные смолы, месторождение, асфальтеносмолопарафиновые отложения, предотвращение, удаление, кристаллизация парафинов, методы борьбы с АСПО.

Предметом являются технологии предупреждение и удаление асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) на нефтепромысловых оборудованьях.

Цель выпускной квалификационной работы, заключающаяся в разработке эффективности способов борьбы с АСПО и применение технологий предотвращения отложений на нефтяных месторождениях.

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были рассмотрены общие сведения об АСПО, механизм и условия формирования, факторы, влияющие на процесс образование АСПО. Приведено описание существующих технологий по борьбе с АСПО, в частности теплового метода с результатами опытно-промышленных испытаний на Талаканского месторождения.

В результате исследования выявлены наиболее эффективные технологии по предотвращению и удалению асфальтеносмолопарафиновых отложений на месторождениях. На основании результатов лабораторных исследований в заключении сделан вывод об эффективности применяемых компанией теплового способа борьбы и выбран наиболее эффективный метод для нефти Талаканского месторождения.

В экономической части работы проведён расчёт прогнозирование места отложения парафина.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1 ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ОБУСЛАВЛИВАЮЩИЕ ОБРАЗОВАНИЕ АСФАЛЬТЕНОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ.....	13
1.1 Состав и свойства асфальтеносмолопарафиновых отложений	13
1.2 Механизм и условия формирования асфальтеносмолопарафиновых отложений	16
1.3 Факторы влияющие на процесс образования асфальтеносмолопарафиновых отложений.....	17
1.4 Структура состава нефти на месторождениях Западной Сибири	20
2 СПОСОБЫ И МЕТОДЫ БОРЬБЫ АСФАЛЬТЕНОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ	24
2.1 Методы предотвращения образования асфальтеносмолопарафиновых отложений.....	25
2.1.1 Применение гладких покрытий.....	26
2.1.2 Физические методы	28
2.1.3 Химические методы.....	30
2.2 Методы удаления образования асфальтеносмолопарафиновых отложений	33
2.2.1 Тепловые методы	33
2.2.2 Механические методы	38
2.2.3 Химические методы.....	42
3 ТЕХНОЛОГИЯ БОРЬБЫ С ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЕМ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ ТАЛАКАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	45
3.1 Определение места отложения парафина в скважинах Талаканского месторождения.....	45
3.2 Анализ эффективности применения греющего кабеля на Талаканском месторождении	55

4.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	62
4.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	62
4.1.1	SWOT – анализ.....	64
4.2	Планирование научно-исследовательских работ	69
4.2.1	Структура работ в рамках научного исследования	69
4.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ	71
4.3	Бюджет научно – технического исследования (НТИ)	73
4.3.1	Расчет материальных затрат НТИ.....	73
4.3.2	Основная заработная плата исполнителей темы	73
4.3.3	Дополнительная заработная плата исполнителей темы	75
4.3.4	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	76
4.3.5	Накладные расходы	76
4.3.6	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	77
4.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования ...	78
	Вывод	82
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	85
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	86
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	86
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	87
5.2	Производственная безопасность	87
5.2.1	Анализ выявленных вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия	89
5.2.2	Анализ выявленных опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия	92
5.3	Экологическая безопасность	95

5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	96
	Выводы по разделу	98
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	99
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	100

ВВЕДЕНИЕ

Одним из наиболее серьёзных осложнений при добыче и транспортировке нефти являются асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО).

Как показывает практика нефтяного промысла, необходимо проводить мероприятия по удалению АСПО уже на начальных стадиях. Отложение мероприятий на более поздний срок может привести к таким последствиям, как перекрытие НКТ и закупориванию кольцевых каналов в затрубном пространстве, вследствие чего вызывает постоянного проведения мероприятий по предотвращению образования и удалению отложений. В общем удорожании процессов добычи нефти, что в итоге приводит повышению себестоимости продукции.

Обычно осаждение АСПО происходит в насосно-компрессорных трубах (НКТ), скважинных оборудований, выкидных линиях, а также в промысловых трубопроводах систем нефтесбора, поэтому на производстве нефтяники сталкиваются с этой проблемой постоянно.

Существует несколько известных и широко применяемых технологий по предупреждению образования отложений, а также методов по их удалению. Но условия разработки месторождений и характеристики добываемой продукции разнообразны и часто требуют индивидуального подхода, либо разработки новых технологий. Однако многие современные методы борьбы с образованием АСПО лишь увеличивают межремонтный период скважин на некоторое время, и полностью избежать образования отложений не всегда удаётся. Необходимо знать состав отложений, их физико-химические свойства и причины образования. Внимание также должно уделяться правильному подбору методов, которые позволят добиться наибольшей эффективности при разных условиях эксплуатации, а также будут экономически целесообразны.

В качестве объекта исследования – рассматривается нефтяные месторождения, а именно Талаканского месторождения. Предметом является

технологии предупреждение асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) на нефтепромысловых оборудованьях.

На основании объекта и предмета исследования была поставлена цель выпускной квалификационной работы, заключающая для анализа существующих способов борьбы с АСПО и подбор наиболее эффективного применение технологий предотвращение отложений на Талаканского месторождения.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

- Раскрыть причины и механизмы образования парафиновых отложений;
- Рассмотреть существующие методы и способы предотвращения и удаления отложений;
- Проанализировать структуры состава нефти на месторождениях Западной Сибири;
- Предложить технологическое решение для борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями на Талаканском месторождении.
- Провести расчет прогнозирование места отложения парафина.

1 ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ОБУСЛАВЛИВАЮЩИЕ ОБРАЗОВАНИЕ АСФАЛЬТЕНОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

1.1 Состав и свойства асфальтеносмолопарафиновых отложений

Под словом «парафин» промышленные работники понимают АСПО, состоящие из многих компонентов. Преобладающее количество каждого компонента в составе АСПО составляют: асфальтеносмолистые соединения (15-85 %); механические примеси (2-15 %); вода (4-18 %); соли (галит, кальцит, гипс и др.) (4-15 %); сульфит железа 90-65 %) [1].

Надо отметить, что в пределах одного месторождения, даже в одной скважине на разных глубинах, состав АСПО имеет значительные различия.

Общепринятая по ГОСТ Р 51858-2002 в зависимости от содержания парафинов нефть классифицируют на [1]:

- малопарафинистые нефти при массовом содержании парафина – менее 1,5 %;
- парафинистые нефти – от 1,51 до 6,00 %;
- высокопарафинистые нефти – более 6%.

Интенсивность кристаллизации, величина и форма кристаллов парафина зависят от условий выделения. Парафин хорошо растворяется и диспергуется в углеводородных растворителях.

Из нефти парафин выделяется в виде тонких кристаллов (ленточная структура) (рисунок 1.1). Главными растворителями парафина являются органические, такие как бензол, бензин, ацетон, этиловый эфир и т.д. Также растворяется в нефтепродуктах при нагревании и маслах, содержащих минеральные компоненты. Температура плавления парафина в стандартных условиях составляет 45-65 °С [2].

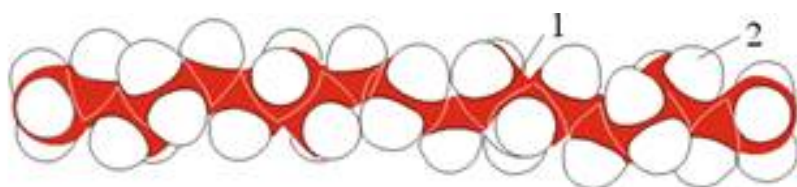


Рисунок 1.1 – Объемная модель молекулы парафина по В.П. Тронову [3]: 1 – атомы углерода; 2 – атомы водорода.

Более высокую молекулярную массу, чем парафины, имеют церезины.

Церезины представляют собой смесь углеводородов с количеством углеродных атомов в молекуле от 36 до 55. По сравнению с парафином обладает выраженной мелкокристаллической структурой и является мягким, аморфным продуктом, а температура плавления составляет 65-85 °С. Характеризуется большим молекулярным весом, чем парафин в связи с увеличенным составом углеродного компонента. Окислители способны оказывать воздействие на церезин, такие как азотная и хлорсульфоновая кислоты.

Нефтяные смолы – высокомолекулярные компоненты нефти, растворимые в низкокипящих насыщенных углеводородах. Твердые или высоковязкие аморфные малолетучие вещества черного или бурого цвета. Размягчаются в инертной атмосфере 35-95 °С. Плотность смол составляет (1 г/см³), а молекулярная масса составляет 450-1500 атомных единиц масс. Содержат в своем составе преимущественно углерод (78-88 %), водород (8-10 %), серу (1-10 %), азот (1-8%). В малых количествах присутствуют кальций, алюминий, натрий, никель, железо и другие металлы, входящие в состав металлокомплексных соединений, например, металлопорфинов. Нефтяные смолы на воздухе легко окисляются при низких температурах; в инертной атмосфере при 260-300 °С теряют растворимость в алканах и прекращаются в так называемые вторичные асфальтены.

Асфальтены – наиболее высокомолекулярные компоненты нефти. Твердые хрупкие вещества черного или бурого цвета; размягчаются в инертной атмосфере при 200-300 °С с переходом в пластичное состояние.

Асфальтены обладают плотностью несколько больше единицы ($1,1 \text{ г/см}^3$) и соответственно являются более тяжелыми компонентами нефти. Молекулярная масса колеблется в районе 2000 – 4000 атомных единиц масс. Содержат в своем составе преимущественно углерод (80-86 %), водород (7-9 %), кислород (2-10 %), серу (0,5-9 %), азот (до 2 %). По сравнению со смолами обладают меньшей растворимостью, но ароматические углеводороды, такие как бензол, толуол, сероуглерод, хлороформ и тетрахлорметан способны растворять асфальтены. В парафиновых углеводородах (спирт, эфир, ацетон) не растворяются [1].

Физико-химические свойства отложений определяются их плотностью, молекулярной массой, температурой плавления, адгезией, которая характеризует сцепление с поверхностью контакта нефтепромыслового оборудования. Также свойствами являются показатель преломления и оптическая плотность.

Плотность как свойство АСПО представляет собой параметр, описывающий происхождение отложений, связанный с их химической природой. Плотность нефти варьируется в пределах от 730 до 1040 кг/м^3 . В пластовых условиях она составляет порядка $0,82 - 0,90 \text{ г/см}^3$. При преобладании в нефти парафиновых фракций, плотность отложений наименьшая. В нефти с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых веществ плотность отложений достигает наибольших значений.

Не менее важным показателем свойств отложений является температура плавления, которая необходима для характеристики состава и адгезионных свойств АСПО. Она позволяет оценить подвижность АСПО и зависит от химического состава. Наиболее трудными для удаления являются отложения, обладающие высокой температурой плавления, так как в их составе преобладают высокомолекулярные и тугоплавкие соединения (n-парафины).

Адгезия и седиментация являются важнейшими свойствами АСПО, которые характеризуют способность выпадения отложений на стенках технологических труб и нефтепромыслового оборудования.

Определение оптической плотности и показателей преломления для описания свойств АСПО и твёрдых углеводородов нефти используются в качестве дополнительных показателей, когда основной не может быть измерен из-за технической невозможности. Некоторые исследователи находят применения данных показателей для ориентировочной оценки и прогнозирования уровня парафинизации скважин.

1.2 Механизм и условия формирования асфальтеносмолопарафиновых отложений

Современные представления о образования парафиновых отложений на скважинном оборудовании, возникает посредством двух основных механизмов:

1. Если стенки трубы холоднее, чем температура начала кристаллизации парафина. Это может произойти, даже если температура основной части флюида выше температуры начала кристаллизации парафина. Данное явление называется механизмом молекулярной диффузии.
2. Уже осажденный парафин, находящийся недалеко от стенки трубы, движется к области меньшей скорости – к стенке трубы и откладывается. Данное явление известно, как дисперсная сдвига.

Таким образом, осаждение парафина с помощью механизма молекулярной диффузии может возникать ниже и выше температуры кристаллизации парафина. Механизм дисперсная сдвига работает только при температуре ниже температуры начала кристаллизации парафина.

В литературе предлагаются около восьми различных механизмов, объясняющих, что именно способствует транспортировке как твердых, так и жидких парафинов к холодной стенке, но только из молекулярной диффузии следует значительный приток направлению к стенке. То есть, жидкие парафины парафины приводятся в движение по направлению к холодной

стенке посредством градиента концентрации. Еще отложение парафина может возникнуть из-за структуры потока, вызванной реологическими факторами.

В некоторых видах нефти осаждение парафина может начаться в нижней части скважины, если она достаточно холодная. Такие скважины могут периодически останавливаться посредством использования химических веществ, горячей нефти или воды, инструментов для чистки скважин, подаваемых через отводную линию [4].

В зарубежных месторождениях основные проблемы осаждения парафинов могут возникнуть в подводных трубопроводах и райзерах, особенно в холодной или глубокой воде, где температура стенки очень низкая.

1.3 Факторы влияющие на процесс образования асфальтеносмолопарафиновых отложений

Интенсивность отложений парафина зависит от многих величин, причем зависимость эта в определенных случаях прямая, а в других случаях весьма сложный характер.

В целом основным образованием отложений АСПО являются:

Сильное сцепление парафиновых отложений к трубопроводу. При прочих равных условиях интенсивность поверхностного роста различных материалов зависит от степени их полярности. Материалы с высокой полярностью и гидрофильным характером обладают слабой адгезией парафина к поверхностям. Самая высокая интенсивность парафина наблюдается у полиэтилена, самая низкая у стекла и фторопласта. По мере увеличения полярности материала и чистоты обработки поверхности степень сцепления к АСПО становится слабее, и очистка происходит при более низких скоростях потока.

Температурный фактор. Если стенки трубы ниже температуры кристаллизации парафина, в потоке нефти будут зарождаться кристаллы парафина. Температурные условия возникают, прежде всего, на внутри НКТ.

Давление оказывает косвенное влияние. На рисунке представлен типичная фазовая диаграмма осаждения парафина. Точка А представляет собой пластовое давление с ненасыщенным газом нефтью. По мере добычи флюидов давление падает, и легкие фракции расширяются в большей пропорции к растворенным парафинам, увеличивая их растворимость и получая более низкую температуру начала кристаллизации парафина. В точке начала кипения (В) объемное соотношение легких фракций к тяжелым фракциям является максимальным, поэтому температуру начала кристаллизации парафина является самой низкой. Снижение давления еще больше (С) приводит к высвобождению растворенных газов и легких фракций в газовую фазу. Это снижает растворимость воска и поэтому температура начала кристаллизации парафина увеличивается. Данное влияние может изменить температуру начала кристаллизации парафина на целых 15 °С по сравнению с товарной нефтью при 1 бар [4].

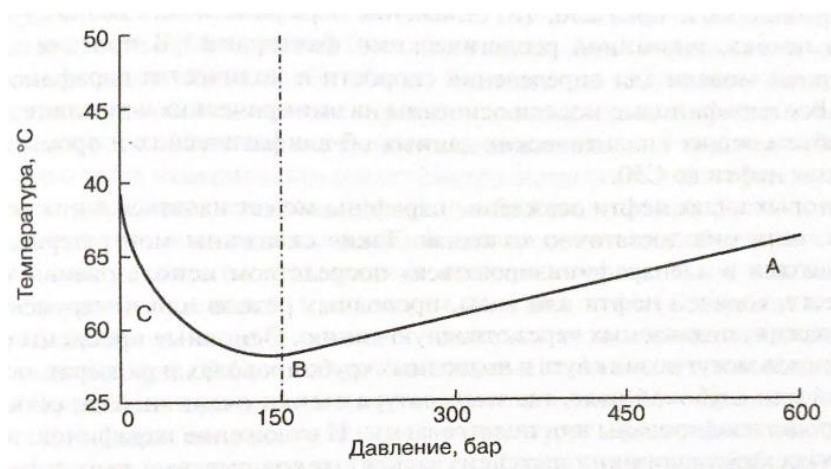


Рисунок 1.2 – Зависимость температуры насыщения пластовой нефти парафином от давления

Образование отложений зависит от скорости течения с увеличением скорости потока нефти интенсивность накопления отложений АСПО на стенках НКТ растет до определенного экстремального значения, вследствие увеличения массопереноса, т. к. с ростом скорости нефть лучше удерживает кристаллы парафина во взвешенном состоянии и возрастает возможность смыва отложившегося парафина из-за превосходства сил касательных

напряжений над силами сцепления между частицами парафина и поверхностью трубы. Однако в практических условиях этого не наблюдается из-за трудностей таких высоких скоростей. Кроме того, если мы достигаем таких скоростей срыва АСПО потоком, это связано с большими энергозатратами из-за значительных потерь напора на единицу времени [5].

При одинаковых скоростях потока интенсивность отложений в НКТ зависит от вязкости нефти. Чем вязкость нефти выше, тем меньше откладывается парафин на стенках НКТ. На рисунке 1.3 показан характер зависимости интенсивности отложений парафина от величины динамической вязкости. Это не говорит о том, что при больших вязкостях жидкости меньше кристаллизуется парафин. Интенсивность кристаллизации парафина может быть высокой, однако из-за сильных межмолекулярных связей асфальтенов, смол, парафинов и церезинов кристаллы твердых веществ в большей части остаются в массе жидкости, а не прилипают к стенкам труб. Поэтому при добыче вязких нефтей проблемы с отложениями АСПО минимальные [1].

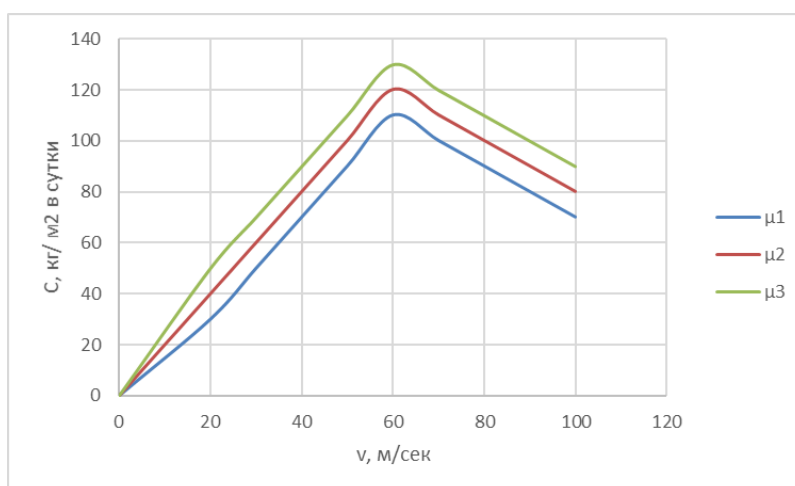


Рисунок 1.3 – Зависимость интенсивности отложений АСПО от скорости потока для вязкости нефти:

$$\mu_1 = 10 \text{ мПа} \cdot \text{с}, \mu_2 = 30 \text{ мПа} \cdot \text{с}, \mu_3 = 150 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

Существенная роль при формировании парафиноотложений и выборе метода борьбы с АСПО принадлежат значениям дебита и степени их обводненности. Низкие дебиты скважин и малая обводненность добываемой продукции способствуют интенсивному отложению парафина. При высоких

дебитах скважин и большой обводненности скорость образования отложений на стенках скважинного оборудования снижается, поскольку поверхности становятся гидрофильными, кристаллы парафина разрушаются восходящим потоком нефти, а микрокристаллы удаляются из скважин [6].

От компонентного состава нефти зависит растворяющая способность нефти по отношению к парафину: чем выше выход светлых фракций, кипящих до 350 °С, тем больше выпадает парафин в осадок. Нефти, которые содержат больше легких фракций при одинаковых температурных условиях, растворяют парафины выше, чем у тяжелых нефтей. Она влияет в основном на температуру массовой кристаллизации парафина понижая ее. Поэтому, нефти с высоким содержанием углеводородов нафтенового и ароматического рядов менее склонны к формированию прочных парафиновых отложений [6].

1.4 Структура состава нефти на месторождениях Западной Сибири

Ареал залегания энергоресурсов в Западной Сибири - крупнейшая нефтегазовая провинция нашей страны. Достаточно сказать, что его доля в начальных суммарных запасах природных ресурсов России составляет 60%.

В этом регионе уже открыто порядка пятисот нефтяных, нефтегазоконденсатных и нефтегазовых месторождений, которые содержат в себе 73 % всех разведанных на данный момент запасов российской нефти.

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является крупнейшей в стране, на которую приходится две трети российской нефтедобычи. К Западно-Сибирским месторождениями относятся: месторождения ХМАО-Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа, Тюменской, Томской, Омской, Новосибирской областей и частично Алтайского и Красноярского края.

Западно – сибирская нефть отличается низкой сернистостью (содержание серы – до 1,1 %), и низким содержанием парафинов (менее 0,5 %). Высокое содержание бензиновых фракций (40-60%) объясняет её

повышенную летучесть. В настоящее время на этой территории добывается 70 % всей отечественной нефти.

На севере Западной Сибири находятся месторождения, в которых есть значительные ресурсы тяжёлой высоковязкой нефти. На примере анализа проб нефти Русского, Барсуковского и Пангодинского месторождений можно сделать вывод, что концентрация серы и твёрдых парафинов достаточно низкая (Таблица 1.3). Однако изученный физико – химический состав характеризует нефть как тяжёлую, высоковязкую, смолистую с достаточно низким содержанием асфальтенов. По распределению углеводородных компонентов нефть относится к нафтеновым [7].

Таблица 1.3 – Физико – химические характеристики нефти

Характеристика	Месторождение			
	Русское	Барсуковское	Пангодинское	
Интервал отбора пробы, м	871—898	1821—1829	1275—1277	2786—2789
Возраст вмещающих отложений	K ₂ c	K ₂ c	K ₂ c	K ₂ v (пласт БН ₀)
Плотность, кг/м ³	937	886	918	830
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	433	25.6	66.5	5.9
Содержание, мас. %:				
серы	0.31	0.53	Не опр.	0.14
парафинов	1.70	2.40	»	4.21
насыщенных УВ	42.08	47.06	50.50	71.94
ароматических УВ	37.79	38.17	39.68	22.45
смол	19.31	14.09	9.42	5.44
асфальтенов	0.83	0.68	0.40	0.17

Примечание. Не опр. — не определено.

Северо – западный регион Западно – Сибирского нефтегазоносного бассейна характеризуется наличием дисперсных систем среднепарафинистой нефти. Прослеживается содержание фракций, выкипающих до 300 °С, которые составляют примерно 0,5 % от общей массы. Физико-химические показатели нефти приведены в таблице 1.4 [8].

Таблица 1.4 – Физико-химические показатели нефти

Физико-химические показатели	Западно-Сибирский НГБ
Плотность, г/см ³	0,8899
Вязкость, мм ² /с	120,9
Содержание парафинов, %	4,28
Содержание смол, %	10,47
Содержание асфальтенов, %	2,4
Содержание серы, %	1,27

Увеличение доли парафинов в нефти негативно влияет на общий выход лёгких фракций, соответственно высокопарафинистые вещества в составе ухудшают переработку полученной нефтяной смеси. Нефть содержит малое количество серы, смол и асфальтенов и по углеводородному составу система характеризуется как легкая или средняя маловязкая нефть.

Изученные нефти на месторождениях юго-востока Западной Сибири относятся к малосернистым – содержание серы менее 0,4 %. Повышенное содержание парафинов, а также повышенная вязкость нефти прослеживается на Западно-Майском, Фестивальном, Южно-Фестивальном месторождениях. Майская группа месторождений характеризуется наличием нефти с содержанием парафина от 2 до 9,4%, нефть фестивальной группы месторождений содержит от 7,43 до 13,9% парафинов. В этих группах стоит отметить в среднем низкое содержание асфальтенов (0,45 и 1,24% соответственно) и смол (2,13 и 1,35%). Свойства исследованной нефти приведены в таблице 1.5.

На территории Томской области наиболее вязкие нефти с большим содержанием серы, парафинов, смол и асфальтенов залегают в пластах с высокой пластовой температурой и давлением [9].

Таблица 1.5 – Физико-химические свойства нефти

Месторождение Oil field	Индекс пласта Reservoir index	Содержание серы, мас. % Sulfur content, wt. %	Плотность при 20 °С, кг/м ³ Density at 20 °C, kg/m ³	Вязкость, мПа*с Field viscosity, mPa*s		Температура застывания Pour point °C	Содержание пара- финов, мас. % Paraffin content, wt. %
				20	50		
				°C			
Майское Mayskoe	Ю _Б	следы traces	794,0	4,8	1,7	4,5	7,21
	Ю ₁₄₋₁₅ , Ю ₁₁		798,5	7,3	2,1	8,4	5,11
	Ю _{1²⁻⁴}	0,34	845,0	28,2	5,9	7,6	7,86
	Ю ₁₄₋₁₅		796,0	12,6	2,0	1,7	3,35
Средне-Майское Sredne-Mayskoe	Ю ₁₄₋₁₅ , Ю ₁₂	следы traces	792,7	5,2	2,8	5,7	4,25
	Ю ₁₄₋₁₅		789,9	3,0	1,8	–	3,57
Южно-Майское Yuzhno-Mayskoe	Ю ₁₋₃	0,33	837,5	7,5	3,2	–3,4	1,96
Западно-Майское Zapadno-Mayskoe	Ю ₁₄₋₁₅	следы traces	808,0	10,6	1,6	7,5	3,49
	Ю _{1Б}		821,0	84,7	2,3	12,0	9,44
Фестивальное Festivalnoe	Палеозой Paleozoic	0,14	828,0	10,9	11,8	26,5	10,90
		следы traces	816,0	365,9	5,3	16,8	13,42
	Ю ₉		831,0	40,9	6,2	15,9	13,40
	Ю ₁	0,13	872,0	не течет does not flow	8,4	32,4	8,76
	Ю ₉		834,5	28,7	13,5	16,5	13,90
Южно-Фестивальное Yuzhno-Festivalnoe	Ю _{1Б}	следы traces	814,0	563,9	4,5	17,3	8,43
Восточно-Фестивальное Vostochno-Festivalnoe	Ю ₁₄₋₁₅		756,3	2,4	0,6	9,6	7,43
Киев-Еганское Kiev-Eganskoe	К ₁	0,2	828,0	11,8	2,4	–5,5	4,1
	Ј ₁	0,2	831,4	5,05	3,14	–4,5	3,8
	Ј ₃	0,18	809,0	9,6	6,5	–22,7	4,9

2 СПОСОБЫ И МЕТОДЫ БОРЬБЫ АСФАЛЬТЕНОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ

В настоящее время существует большое количество публикаций по проблеме образования АСПО, и их объем постоянно растет. Это связано, с одной стороны, с разнообразием состава и свойств нефтей на различных месторождениях, а с другой стороны, с отсутствием универсальных способов и приемов, устраняющих проблему АСПО.

Борьба с парафиновыми отложениями имеет два цели, каждому из них соответствуют определенные виды работ. Общая классификация методов согласно представлена на рисунке 2.1.

Первая цель – это предотвращение или замедление образования АСПО.

Эти мероприятия включает:

- гладкие (защитные) покрытия, которые используют на внутренних поверхностях НКТ и забойного оборудования;
- физические методы (воздействие электрических и электромагнитных полей, вибрационных, ультразвуковых колебаний).
- химические методы (применение модификаторов, депрессаторов, диспергаторов, а также смачивающие вещества);

Вторая цель, основанная на удалении уже образовавшихся отложений, широко распространена и включает несколько методов:

- механические – используют скребки разных конструкций и разной периодичности действия;
- тепловые – прогрев колонны НКТ горячим агентом, чаще нефтью, закачиваемым в скважину с помощью специальной передвижной установки;

- химические – использование различных растворителей, сформированных отложений на внутренних поверхностях нефтепромыслового оборудования [10].



Рисунок 2.1 – Классификация методов борьбы с АСПО

В нефтяной промышленности существует несколько наиболее известных и широко используемых методов борьбы с АСПО. Однако следует учитывать разнообразие условий разработки и геологических характеристик нефтяных месторождений и добываемой продукции, так как от этого зависит выбор метода предупреждения и удаления отложений.

2.1 Методы предотвращения образования асфальтеносмолопарафиновых отложений

Для достижения благоприятной и безаварийной работы нефтепромыслового оборудования без энергетических и экономических затрат применяют профилактические способы. Предотвращение образования АСПО выбираются в зависимости от свойств нефтяного пласта, режима работы скважины. Из-за разнообразия условий месторождения, необходим сугубо индивидуальный подход к решению проблемы.

2.1.1 Применение гладких покрытий

Применение защитных покрытий применяются на многих месторождениях, и этот метод предупреждения действительно является рентабельным. Многие исследователи занимались изучением внутренней поверхности трубопроводов и сделали вывод, что при гладких поверхностях АСПО не накапливаются, так как легко смывается газожидкостным потоком.

Если мы хотим снизить интенсивность отложений асфальтеносмолопарафиновых веществ (АСПВ) и уменьшить количество операций по очистке НКТ или нефтесборных труб, надо применять трубы большего диаметра. Однако оптимальный способ защиты от АСПО в данном случае – это применение гладких поверхностей. Максимальное отложения парафина происходит при стальных НКТ, при внутреннем покрытии НКТ стеклом отложения практически приближаются к нулю. Промежуточное положение занимает покрытие НКТ эмалью и эпоксидной смолой. Такое покрытие снижает межоперационный период по очистке НКТ в несколько раз [1].

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, в которых адгезия которых к парафину составляет при 20 °С составляет 30-35 кПа (стекло, различные стеклоэмали (рисунок 2.2), эпоксидные смолы, бакелитовые лаки, гидрофобные лаки и др.).



Рисунок 2.2. – Трубопроводы со стеклоэмалью

Стеклянное покрытие ввиду его хрупкости, значительной толщины и отсутствия адгезии к металлу трубы не является надежным и разрушается во время ремонтных работ. Данным условиям больше соответствуют трубы с эпоксидными и эмалевыми покрытиями. Однако сдерживающим фактором для широкого применения данных покрытий является недостаточная термостойкость и морозостойкость. Кроме того, эти покрытия дешевле и технологичнее, чем другие покрытия, и они одновременно защищают от коррозии [1].

Теплоизоляционные покрытия (теплоизолированные лифтовые трубы), с коэффициентом теплопроводности $0,01 \text{ Вт/(м}^{\circ}\text{К)}$ и менее. Теплоизоляция труб колоссально уменьшает потери тепла, поддерживает температуру потока выше температуры кристаллизации парафинов (Рисунок 2.3)



Рисунок 2.3 – Теплоизоляция трубопроводов

2.1.2 Физические методы

Физические методы предупреждения образования АСПО основаны на исследовании структуры и свойств отложений, а также на механизме их образования. На процесс выпадения влияют множество физических полей: тепловые, магнитные, акустические, электромагнитные, электрические. Однако, наличие физических полей оказывает и обратное влияние на процесс АСПО. 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.

Механизм действия магнитного поля на парафиноотложения 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 АСПО выносится газонефтяным потоком.

Для создания магнитного поля используются магнитные камеры МК-200П-40 и других модификаций, а также активаторы магнитные АМС-73, АМС-60, производимые и используемые ЗАО «Геопромисловые новации» [11]. Корпус магнитного активатора выполнен из НКТ, длиной 630 мм с резьбами на концах. Внутри корпуса встроена магнитная система из кольцевых постоянных магнитов на основе редкоземельных металлов, имеющих высокое значение напряженности. На рисунке 2.4 представлен магнитный активатор АМС-73М.

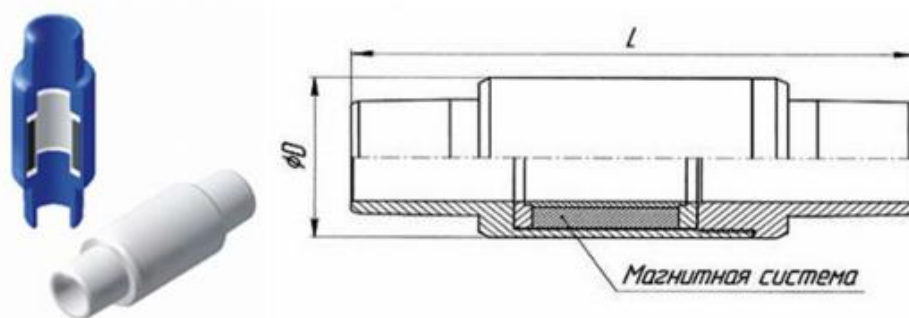


Рисунок 2.4. Магнитный активатор АМС – 73М

При эксплуатации скважины насосом ЭЦН, установки магнитного активатора АМС устанавливаются через 1-2 НКТ от насоса, обратный клапан устанавливается еще через 1 НКТ, затем еще через 1 НКТ устанавливается сливной клапан. (Рисунок 2.5).

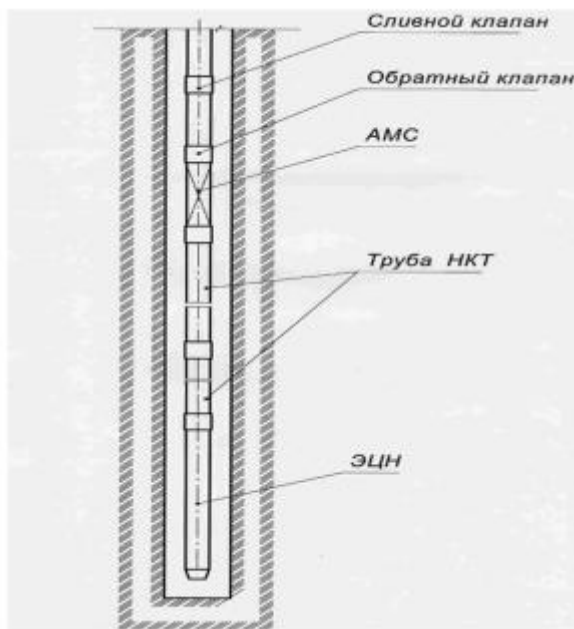


Рисунок 2.5 – Схема установки магнитного активатора в компоновке УЭЦН

Метод влияния магнитного поля с использованием активатора магнитного скважинного (АМС) для предупреждения отложений АСПО достаточно простой в эксплуатации, не нарушает технологический процесс, не ухудшает выход скважин на режим. Также данный метод предназначен для предотвращения отложения солей и коррозии на стенках НКТ [11].

Тепловые методы предотвращения выпадения парафинов заключаются в обработке скважин температурой, превышающей температуру плавления парафина. Для этого используются специальные источники тепла, которые размещаются в зоне отложения парафинов. Производится прокладка линий парового или электрического подогрева трубопровода, которые применяются вместе с теплоизоляцией.

Акустические методы борьбы с АСПО являются вибрационными методами, применяемыми для предупреждения и удаления отложений.

Методы основаны на создании ультразвуковых и низкочастотных колебаний в области парафинообразования, тем самым воздействуя на кристаллы парафина, вызывая их микроперемещения и разрушение. Выделяющийся из нефти парафин не оседает на поверхности труб и уносится нефтяным потоком.

Учеными предприятия «ЭНЕРГОМАГ» совместно с Акустическим институтом имени академика Н.Н. Андреева были разработаны специальные электромеханические преобразователи для создания виброакустических колебаний в подземном оборудовании, флюиде и ПЗП. Для этого используется автономное электрическое устройство (АЭУ) – виброакустическая установка. Передача энергии колебаний в ПЗП происходит по колонне НКТ, насосных штанг и эксплуатационной колонне через жидкость, за счет продольных упругих волн, которые возникают в подземных металлических конструкциях. Данный тип преобразователя основан на силовом взаимодействии переменного магнитного потока, создаваемого электромагнитом, и магнитным полем постоянных магнитов. Измерение параметров производится с помощью датчиков и системы регистрации и обработки электрических и механических данных. Однако недостатками данного метода является негативное влияние вибраций на прочность резьбовых соединений НКТ, которые способствуют их разрушению и самоотвинчиванию [12].

2.1.3 Химические методы

Одним из самых распространенных методов предупреждения АСПО является химический метод с большим числом способов. [13].

Химические методы основаны на дозировании химических соединений в продукты, которые уменьшают, а иногда и полностью предотвращают образование АСПО. Принцип действия ингибитора парафиновых отложений основан на адсорбционных процессах, протекающих на границах разделов фаз «нефть-труба» и «нефть-дисперсная фаза».

Для предотвращения осаждения парафина применяют разнообразные композиции химических веществ, которые существенно различаются по механизму воздействия на образование АСПО на поверхности оборудования.

Действие ингибиторов парафина основано на процессах адсорбции, происходящих на границе раздела жидкой фазы и металлической поверхности трубы.

Классифицируя химические реагенты-ингибиторы, предотвращающие образование АСПО, можно представить их в виде таблицы 2.1.

Таблица 2.1 – Классификация химических реагентов – ингибиторов

Модификаторы	Реагируют с молекулами парафина, не давая увеличиваться кристаллам АСПО, что способствует поддержанию кристаллов во взвешенном состоянии в процессе движения. После ввода модификатора кристаллы парафина не образуют сгустков-скоплений, благодаря чему уменьшается вязкость нефти [14].
Диспергаторы	Проникают в структуру парафина и создают вокруг мелкодисперсных частиц парафина химические оболочки, которые способствуют уменьшению способности частичек парафина коагулировать и прилипать к внутренним стенкам трубопровода [15].
Смачивающие реагенты	Образуют на поверхности металла гидрофильную пленку, которая препятствует адгезии кристаллов парафина к трубам, что создает условия для уноса их потоком транспортируемой жидкости.
Депрессанты	Затормаживают образование кристаллизационных центров парафинов, замедляют их рост и понижают температуру застывания нефти. Механизм действия заключается в адсорбции их молекул на молекулах парафина, что затрудняет их способность к объединению и накоплению на стенках трубопровода.
Реагенты комплексного действия	Применяются для одновременного ингибирования и удаления АСПО и демульгирования стойких эмульсионных композиций. Такие вещества растворимы в пресной воде, но к их недостаткам можно отнести высокую температуру застывания, из-за чего в зимнее время их применение затруднительно.

Для каждого ингибитора определяет величину его дозировки на одну тонну добываемой нефти. Величина дозировки, в свою очередь, зависит от способа подачи ингибитора в продукцию скважины. Большинство

применяемых ингибиторов, в зависимости от свойств и от состава нефти, от способа подачи, дозируются в пределах 40-200 г/т нефти.

Состав ингибиторов АСПО достаточно сложный, причем каждый производитель химреагентов ищет свои методы улучшения свойств ингибитора путем добавления различных присадок, ароматических соединений и др. Эффективность ингибитора для каждого месторождения определяют сначала в лабораторных условиях, потом проводят промышленные испытания, только после этого окончательно принимают решение о применении данного агента на производстве.

Основными ингибиторами комплексного воздействия считаются реагенты марки «СНПХ», в качестве иллюстрации, ниже приводятся свойства реагентов для ингибирования образования АСПО выпускаемых одним из крупнейших производителей в России АО "НИИнефтепромхим". Разработка таких реагентов является приоритетным направлением современной нефтепромышленной химии.

СНПХ – 7215М представляет собой оксиалкилированные алкилфенолы в ароматическом растворителе с азотосодержащей добавкой. Прозрачная жидкость от светло-желтого до светло-коричневого цвета. Растворяется в нефти, в воде диспергирует. Плотность – 957 кг/м³, температура застывания – 40 °С. Легковоспламеняющаяся жидкость. Температура вспышки – 49 °С, самовоспламенения – 411 °С. Новые высокоэффективные аналоги других производителей РТ-1, РТ-1М и др.

СНПХ – 7401 представляет собой ингибитор, содержащий блок – сополимер окисей этилена и пропилена в ароматическом растворителе с добавкой фосфата. Хорошо растворяется в нефти, в воде эмульгирует. Плотность 20 °С – 956 кг/м³. Температура застывания – 40 °С. Вязкость – 61 мПас. По пожароопасности – ЛВЖ 3 разряда. Температура вспышки – 50 °С, самовоспламенения – 398 °С.

Хорошими ингибирующими способностями АСПО обладает также диэмульгатор «Диссольван-4411». Подача его в затруб скважины снижала интенсивность АСПО в НКТ и в дальнейшем продвижении предохраняла выкидную линию от образования аномально вязких эмульсий [1].

Все описанные типы ингибиторов образования АСПО различаются по химической природе и механизму воздействия на отложения, однако обладают рядом общих признаков, характеризующих их свойства. Все реагенты обладают достаточно высокой молекулярной массой по сравнению с парафиновыми углеводородами, входящих в состав нефтяных систем.

2.2 Методы удаления образования асфальтеносмолопарафиновых отложений

Методы удаления предполагают очистку уже образовавшихся АСПО. Для этой цели разработана целая гамма различных технологических способов по ее ликвидации. Чтобы подобрать эффективный способ борьбы, следует подробно изучить состав, структуру, свойства отложений, при этом не должны забываться о технологической и экономической выгоде. К основным методам удаления АСПО относятся: тепловые, химические, механические.

2.2.1 Тепловые методы

Проблема удаления АСПО решается различными методами, однако одним из основных методов борьбы с АСПО в скважинном оборудовании был и остается метод промывки скважин с горячей нефтью объемом от 18 до 27 м³ при температуре 95-105 °С.

Для горячей промывки скважин в настоящее время применяются агрегаты АДПМ-12/150 (Рисунок 2.6). Принцип работы агрегата следующий: нефть автоцистерн забирается насосом и подается в змеевик котла, где нагревается и закачивается в скважину. Температуру нагрева можно регулировать изменением производительности насоса. Оптимальная работа

обычно достигается при температуре 95-105 °С. В качестве топлива для котла используется дизельное топливо.

Перед началом горячей промывки нагнетательную линию опрессовывают на давление, превышающее ожидаемое в 1,5 раза. Агрегат АДП устанавливают не ближе 25 м от скважин. При горячей обработке следят за давлением, расходом и температурой рабочей жидкости.

Преимущества технологии:

- простота реализации технологии;
- минимизация затрат на закупку химических реагентов.

Недостатки технологии:

- прямая зависимость качества обработки от температуры нефти;
- большие расходы на проведение обработок;
- пожароопасность [1].

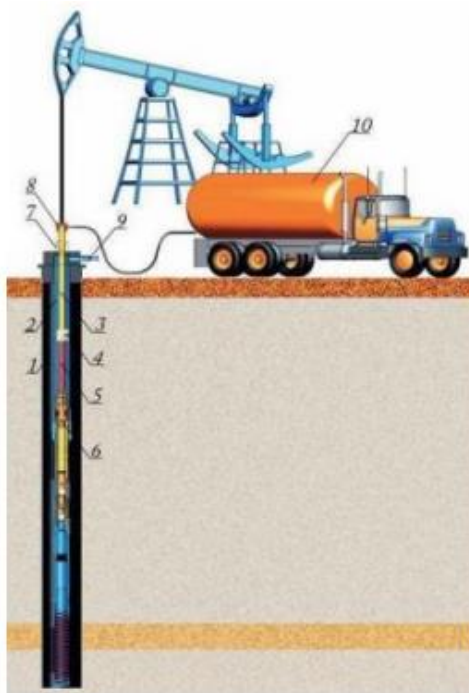


Рисунок 2.6 – Схема установки для тепловой обработки скважины горячим теплоносителем:

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

Процесс удаления отложений парафина горячей нефтью происходит, с одной стороны, за счет размягчения и плавления с последующим растворением парафина в потоке горячей нефти, с другой стороны, из-за уменьшения сил сцепления отложений с металлической поверхностью, отделение частиц отложений и их удаление потоком нефти. Процесс растворения зависит от количества легких фракций углеводородов, присутствующих в нефти и являющихся естественным растворителем. Соответственно, чем массивней углеводородный состав нефти, тем хуже его растворяющая способность. Для повышения растворяющей способности сырой нефти, и также разрыхления и диспергирования АСПО в нефть вводят 0,02 — 5 % об. неионные и катионные ПАВ (оксиэтилированные продукты, алифатические амины, низшие спирты или их смеси). Парафин, пришедший в мелкодисперсное состояние, легко удаляется потоком нефти. Активно используется сульфоновая кислота, входящая в серию широко используемого реагента марки РТ компании «Химнефть» [16].

Для депарафинизации скважин, нередко применяется закачка пара в затрубное пространство с помощью ППУА-1200/100. Этот способ применяются в тех скважинах, где динамический уровень составляет 400 – 500 метров и более. Перед пропаркой затрубный газ жидкости желательно не стравливать, так как при стравливании газа поднимается уровень жидкости в затрубном пространстве, и глубина тепловой обработки уменьшается (это при динамических уровнях 500 м и менее). ППУ устанавливается не ближе 25 м от скважины с наветренной стороны. Паропровод опрессовывается на полутора кратное давление и оборудуется обратным клапаном. До начала пропарки проверяется подача глубинного насоса. Категорически запрещается пропарка затрубного пространства при отсутствии подачи скважинного насоса. Кроме того, температуру закачиваемого пара надо поднимать постепенно во избежание парафиновых пробок в НКТ.

При больших дебитах для увеличения глубины тепловой обработки с помощью ППУ применяют технологию круговой циркуляции жидкости. Для

этого полость НКТ соединяется с затрубным пространством, закрывается выкидная линия. Жидкость при этом циркулирует из НКТ в затрубное пространство. Потом ППУ подключают к затрубному пространству [1].

Общим требованием для всех методов нагрева является необходимость поддержания заданного значения температуры, чтобы полностью расплавить отложения. Следует учитывать, что по мере увеличения молекулярной массы парафиновых углеводородов, входящих в состав АСПО, увеличивается и их температура плавления, следовательно, и количество тепла, необходимое для перехода в расплавленное состояние.

Электротепловое удаление АСПО заключается в периодическом или постоянном прогреве призабойной зоны пласта глубинным электронагревателем (Рисунок 2.7) на месторождениях с высоковязкой (свыше 50 МПа*с) или парафинистой (свыше 3% парафина) нефтью.

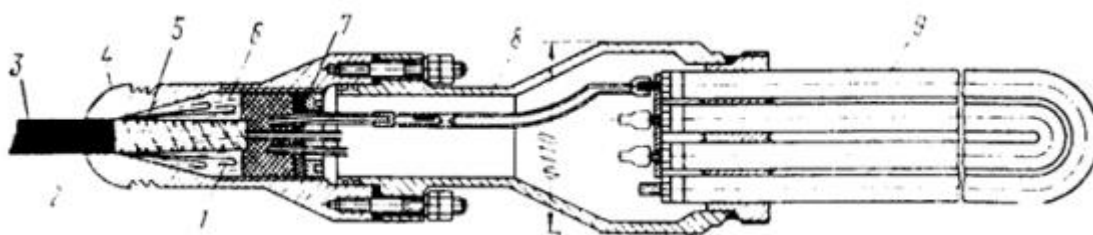


Рисунок 2.7 – Глубинный электронагреватель

1 – крепление кабель-троса; 2 – проволочный бандаж; 3 – кабель-трос КТГН-10; 4 – головка электронагревателя; 5 – асбестовый шнур; 6 – свинцовая заливка; 7 – нажимная гайка; 8 – клеммная полость; 9 – нагревательный элемент

Трубчатый электронагреватель спускают на кабель-тросе в интервал продуктивного пласта и осуществляют нагрев в течение 3-7 суток. Затем его извлекают и продолжают эксплуатацию скважины.

Термокислотная обработка предназначена для повышения эффективности кислотных обработок карбонатных коллекторов, когда в процессе эксплуатации скважин в призабойной зоне отлагаются АСПВ, блокирующие карбонатную породу для нормальной реакции ее с кислотным раствором.

Удаление асфальтосмолопарафиновых веществ осуществляется расплавлением в ходе экзотермической реакции взаимодействия соляно-кислотного раствора HCl с магнием и его сплавами при закачке в скважину.



Рассчитывается количество магниевой стружки и кислотного раствора для полной нейтрализации по магнию и повышения температуры до 60-70 °С, которая будет достаточной для расплавления отложений АСПО. Для проведения термокислотной обработки используют скважинный реактор, схема и принцип действия которого изображены на рисунке 2.8.

В статье Халматовой Н.Г. был проведен расчёт товарной соляной кислоты и химических реагентов для проведения термокислотной обработки в течение 4 месяцев. Результатом является общий прирост добычи нефти в 480 тонн [17].

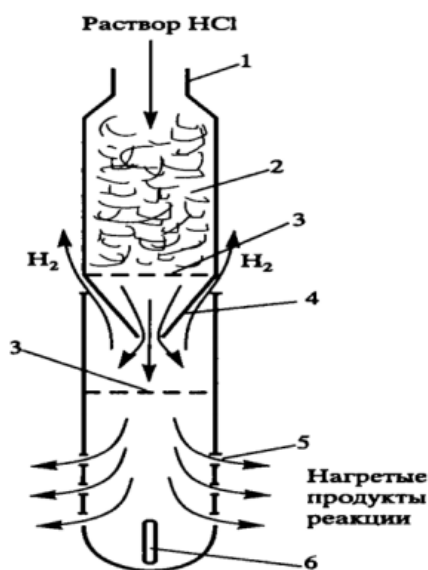


Рисунок 2.8 – Схема и принцип действия скважинного реактора

1- резьба для соединения с НКТ; 2 – камера для загрузки металлического магния; 3- решётка, 4 – конус; 5 – отверстие для выхода нагретых жидких продуктов реакции; 6 – максимальный термометр

2.2.2 Механические методы

В настоящее время эти методы и способы удаления АСПО широко применяются на промыслах страны. Они осуществляются с помощью скребков различных конструкции.

При эксплуатации скважин УЭЦН, УЭВН и фонтанным способом насосно-компрессорные трубы очищают специальными скребками (Рисунок 2.9).

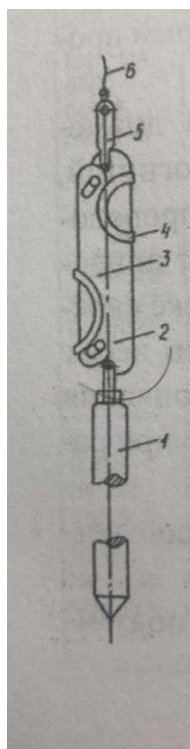


Рисунок 2.9 – Скребок для очистки НКТ

1-грузик; 2-неподвижная пластина; 3-подвижная пластина; 4-ножи; 5- шарнирный стержень для соединения скребка с проволокой; 6-проволока скребковая

Скребки состоят из подвижной (3) и неподвижной (2) пластинок, к которым привариваются ножи (4). Для ускорения спуска и предотвращения подброса скребка потоком к неподвижной пластине прикрепляются грузик (1). Скребок спускается на серьге (5) и скребковой проволоке (6), которая наматывается на барабан ручной и механической лебедки. Для спуска скребка

на устьевой или фонтанной арматуре устанавливается лубрикатор с сальником, через который пропускается проволока.

Если при пуске спуске скребок идет с остановками, во избежание его подброса дебит скважины уменьшают или останавливают ее до окончания спуска скребка. Подъем скребка производится только при работающей скважине [1].

Для каждого диаметра НКТ применяются скребки соответствующего диаметра. Во избежание заклинивания скребка в НКТ при подземном ремонте трубы шаблонируют.

При спуске скребка сальник на лубрикаторе немного освобождаются, при подъеме – зажимается. При незажатом сальнике проволока наматывается на барабан в неочищенном виде, из-за чего загрязняется территория скважины.

Для автоматической очистки НКТ от отложений парафина при помощи скребков Ишимбаевский механический завод выпускал автоматические депарафинизационные установки АДУ-3 (Рисунок 2.10).

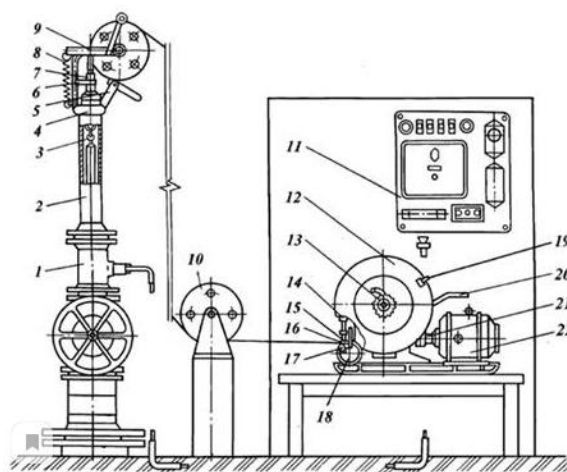


Рисунок 2.10 – Принципиальная схема депарафинизационной установки АДУ-3:

1 - индуктивный датчик ДИ-3; 2 - лубрикатор; 3 - скребок; 4 - хомут; 5 - кронштейн; 6 - грундбукса; 7 - уплотнитель; 8 - пружина; 9 - рычаг ролика; 10 - оттяжной ролик; 11 - блок управления; 12 – барабан лебедки; 13 – храповик; 14 – укладчик; 15 – кольца; 16 – пружина; 17 – головка; 18 – червяк; 19 – узел счетчика; 20 – рукоятка тормоза; 21 – муфта; 22 – электродвигатель

В настоящее время промышленность выпускает установки для депарафинизации скважин УДС-1 и УДС-2, которые работают в автоматическом и полуавтоматическом режимах. Станция управления УДС закрыта герметическая и защищена от осадков, что позволяет эксплуатировать ее без строительства помещений [1].

Очистка скважин при помощи скребков осуществляется по графику, составленному инженером-технологом промысла. Периодичность спуска скребка устанавливается.

Еще одним типом скребка является автоматический «летающий» скребок (Рисунок 2.11), разработанный ООО «БашНефть» (Уфа). «Летающий» скребок опускается в НКТ без проволоки. Ниже отложений парафина в НКТ устанавливается специальное ограничительное кольцо или нижний амортизатор, о который ударяется «летающий» скребок при падении в скважину. При этом раскрываются специальные лепестки, увеличивая сопротивление движению жидкости, и скребок поднимается вверх. Ударяясь о верхний амортизатор, лепестки складываются, и скребок снова падает вниз.

Для нормальной работы «летающего» скребка требуется тщательная подготовка внутренней поверхности НКТ, устранение выступов, овальности труб, заусенцев в стыках НКТ, которые приводят к застреванию скребков. Это и ограничило применение «летающего» скребка.

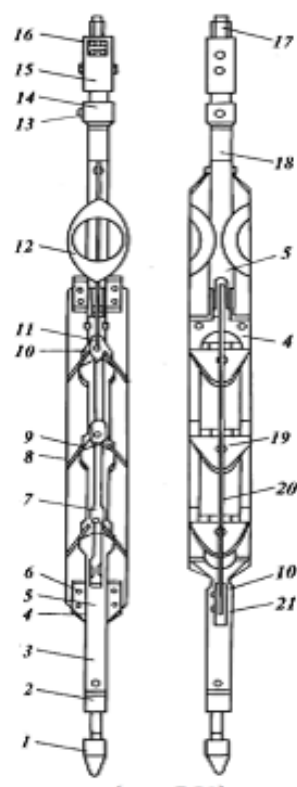


Рисунок 2.11 – «Летающий» скребок:

1-головка, 2-возвратная пружина, 3,18-нижний и верхний штоки, 4-державки, 5-стержни, 6-винт, 7-клапанная рама, 8-фиксаторная планка, 9-клапаны, 10-оси, 11-крылья, 12-ножи, 13-винт, 14-корпус замка, 15-шарик, 16-пружина замка, 17-ловильная головка, 19-пружина, 20-планки, 21-шарниры.

Технология удаления АСПО механическим методом посредством использования скребков существенно увеличивает межремонтный период работы скважин, а также добычу нефти. Технология не является дорогой и существенно сокращает экономические затраты. Однако область применения метода ограничена, ввиду технологических особенностей проведения операции, также иногда предполагается остановка технологического оборудования для проведения очистки, что влияет на рентабельность добычи нефти. Невозможно проведение полной очистки от парафиновых отложений, часть которых остается и в дальнейшем служит центрами кристаллизации новых парафиновых углеводородов (ПУ) [1].

2.2.3 Химические методы

Химическим методом депарафинизации нефтепромыслового оборудования путём удаления образовавшихся отложений является применение растворителей.

Многие специалисты считают, что растворителем АСПО могут быть любые легкие фракции при перегонке нефти. Однако на самом деле разработка высокоэффективных растворителей – сложный и продолжительный процесс, требующий проведения многочисленных лабораторных и промышленных испытаний. Кроме нафтеновых углеводородов, в состав растворителей входят ароматические углеводороды, диспергаторные присадки, моющие ПАВы и другие, в зависимости от конкретных условий применения.

В таблице 2.2 приведены широко применяемые на практике удалители – композиции химических реагентов на основе органических соединений, допущенные к применению в процессах нефтедобычи [18]. Это растворители - продукты производства газо- и нефтепереработки и нефтехимии.

Таблица 2.2 – Перечень реагентов удалителей АСПО

Реагент	Техническое условие, ГОСТ
Бентол	ТУ 38-103-305-80
Гексановая фракция	ТУ 38-10381-77
Толуол	ГОСТ 5789-78 (ГОСТ 147-10-78)
Толуольная фракция	ТУ 38-30312-81
Бутилбензольная фракция	ТУ 38-102-97-78
Газоконденсат	
Газовый бензин	ТУ 51-710-78
Керосиновая фракция	ТУ 38-01-12-428-79
Легкая пиролизная смола	ТУ 6-01-18-37-78

Для повышения растворяющей способности в состав растворителей вводят поверхностно-активные вещества. Проникая в микротрещины и адсорбируясь на границе раздела, они диспергируют АСПВ, также стимулируют процесс растворения. Эффективным растворителем твердых парафиновых осадков является бентол.

Бентол (ТУ 38-103305-80) образуется как побочный продукт при получении этилбензола на нефтехимических предприятиях и представляет

собой смесь бензола и толуола в различных соотношениях. Подбор растворителя и методика его применения индивидуален для каждого объекта. Работа ведется по технологическому регламенту с учетом особенностей эксплуатации скважин. Усилия по совершенствованию химических методов борьбы с отложениями АСПО направлены на создание более эффективных растворителей и технологий их использования.

Для удаления АСПО применяют на водной основе моющие смеси, которые отмывают за счет диспергирования. Моющие составы готовы формировать на твердых поверхностях гидрофилизирующие пленки, умеющие тормозить темп вторичного создания АСПО.

Достоинства технологии: простота осуществления и при правильном подборе растворителя удаляются все АСПО.

Недостатки технологии: высокая пожароопасность и стоимость растворителя.

В зависимости от конкретных условий подбираются те или иные технологические приемы, но критерием эффективности выбранного метода обработки от АСПО является дебит скважины, динамический уровень и другие показатели, характеризующие работу скважины и насосного оборудования.

Также одним из перспективных методов являются капиллярные системы подачи химических реагентов в скважину. На рисунке 2.12 показана схема подачи ингибитора по индивидуальной трубочке. На УЭЦН применяют также полиэтиленовую трубку в качестве четвертой жилы бронированного питающего ПЭД-кабеля, что позволяет подавать реагент непосредственно на прием насоса, а при необходимости – даже ниже ПЭД.

По скважинному капиллярному трубопроводу 5, который закреплён на внешней поверхности НКТ, химический реагент поступает в вводную муфту 7. Перед муфтой устанавливается центратор 6, который защищает концевую заделку и обратный клапан. С помощью наземной дозировочной установки 1 осуществляется регулирование подачи реагента. Устройство ввода 3

обеспечивает герметичность прохождения капиллярного трубопровода через устьевую арматуру.

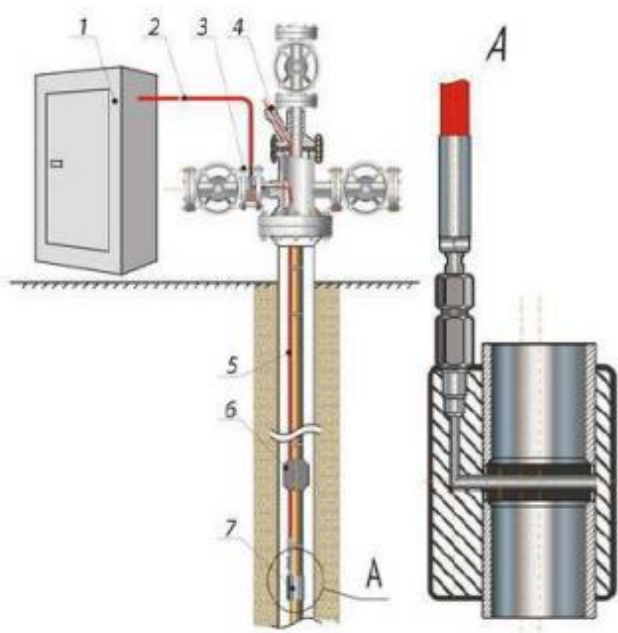


Рисунок 2.12 – Капиллярная система подачи реагентов в колонну НКТ

3 ТЕХНОЛОГИЯ БОРЬБЫ С ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЕМ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ ТАЛАКАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение — крупное нефтегазоконденсатное месторождение в Республике Саха (Якутия). Расположено на юго-западе республики, в среднем течении реки Лена, в примерно 200 км юго-западнее города Ленска, в 300 км от г. Киренска (Иркутская область). Лицензия на разработку месторождения принадлежит компании «Сургутнефтегаз».

Фонд скважин Талаканского месторождения составляет 508 скважин. Из этих скважин 352 нефтяных, которые находятся в эксплуатации и 100 нагнетательных. Из эксплуатационных скважин, 148 принадлежат к горизонтальным и 171 к вертикальным.

На месторождении довольно сложное геологическое и тектоническое строение залежи, есть мощная газовая шапка и аномально низкое пластовое давление, что обуславливает определенные требования к скважинам.

3.1 Определение места отложения парафина в скважинах Талаканского месторождения

Парафины могут откладываться в любом месте нефтепромысловых систем. Отложение парафинов в глубинно-насосных оборудованьях приводит к уменьшению их пропускной способности также к возрастанию перепада давления по стволу трубопровода вплоть до полной его остановки в результате образования глухой парафиновой пробки. Из-за увеличения давления в трубопроводах могут возникать порывы, что создает потенциальную экологическую угрозу. Эта актуальна в России и за рубежом, поэтому прогнозирование образования отложений парафинов в трубопроводах является важной задачей.

Рассмотрим более подробно методику определения зоны выпадения парафина в скважине и выкидной линии (трубопроводе) одной из залежей Талаканского месторождения.

Исходные данные приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные данные

Параметры	Обозначение	Значение
Пластовая температура, °С	$T_{пл}$	12
Температура нейтрального слоя, °С	$T_{нс}$	4
Глубина нейтрального слоя, м	$L_{нс}$	15
Геотермический градиент, °С/м	Γ_T	0,02
Глубина скважины, м	$L_{ск}$	1400
Условный диаметр НКТ, м	D	0,073
Коэффициент теплоемкости продукции скважины, Дж/(кг·°С)	C	1700
Коэффициент теплопередачи, Вт/(м ² ·°С)	K_s	3,5
Дебит скважины массовый, кг/с	M	0,85
Температура окружающей среды на глубине заложения трубопровода, °С	$T_{о.с}$	-0,2
Длина трубопровода, м	$L_{тр}$	1480
Диаметр трубопровода, м	$D_{тр}$	0,1
Температура кристаллизации сепарированной нефти, °С	$T_{кр\ сеп}$	7
Давление в скважине, МПа	P	Табл. 3.2
Содержание растворенного газа, м ³ /т	$\Gamma_{ф}$	Табл. 3.5
Давление насыщения, Мпа	$P_{нас}$	8,3
Газонасыщенность нефти, м ³ /т	$\Gamma_{эм}$	122
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	$\rho_{ЛД}$	867
Плотность газа, кг/м ³	$\rho_{г}$	0,7
Содержание в газе азота, %	Y_a	11,7
Содержание метана в газе, %	Y_m	85,3

Таблица 3.2 – Распределение давления по глубине скважины

Параметры	Глубина $L_{скв}$, м							
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400
Давление P , МПа	1,2	1,8	2,9	4,1	5,4	6,8	8,3	9,9

1. Температуру окружающей среды на забое скважины

$$T_{о.с}^{nl} = T_{нс} + \Gamma_T \cdot L_{ск}, \quad (3.1)$$

где $T_{о.с}^{nl}$ - температура окружающей среды на забое скважины, °С;

$T_{нс}$ - температура нейтрального слоя, °С;

Γ_T - геотермический градиент, °С/м;

$L_{ск}$ - глубина скважины, м.

$$T_{о.с}^{nl} = T_{нс} + \Gamma_T \cdot L_{ск} = 4 + 0,02 \cdot 1400 = 32 \text{ °С}$$

2. Температура продукции в скважине от устья до насоса [19]:

$$T = T_{oc}^{nl} - \Gamma_T \cdot (L_{ck} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{нач} - T_{oc}^{nl} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} (L_{ck} - L) \right), \quad (3.2)$$

3. Рассчитаем температуры потока в скважине.

$$L=0; T_{нач}=T_{пл}=12 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$T = T_{oc}^{nl} - \Gamma_T \cdot (L_{ck} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{нач} - T_{oc}^{nl} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} (L_{ck} - L) \right) =$$

$$32 - 0,02 \cdot (1400 - 0) + \frac{0,02 \cdot 1700 \cdot 0,85}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} + \left(12 - 32 - \frac{0,02 \cdot 1700 \cdot 0,85}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \cdot$$

$$\left(- \frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,85} (1400 - 0) \right) = 5,24 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Остальные точки рассчитываются по аналогии. Результаты приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Суммирующие данные по скважине

Параметры		Температура потока T, °C.
Глубина Лскв, м	0	5,24
	200	7,50
	400	9,57
	600	11,40
	800	12,98
	1000	14,27
	1200	15,25
	1400	15,87

4. Вычисляем давление насыщение нефти газом при температуре потока по формуле 3.3 [20].

$$P_{наст} = P_{нас} + \frac{t - t_{nl}}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{ом}(y_m - 0,8y_a)}}, \quad (3.3)$$

$$P_{наст} = P_{нас} + \frac{t - t_{nl}}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{ом}(y_m - 0,8y_a)}} = 1 \frac{5,24 - 12}{9,157 + \frac{701,8}{122(0,117 - 0,8 \cdot 0,853)}} = 7,9 \text{ МПа}$$

Остальные точки по аналогии. Результаты расчета приведены в таблице 3.4.

5. Рассчитываем объем выделившегося из нефти газа по формуле 3.4 [20]:

$$G_{OMi} = G_{OM} \left(1 - \left(\frac{p_i - 0,1}{p_{нас} - 0,1} \right)^f \right), \quad (3.4)$$

$$f = \frac{0,32 + 1}{(Y_a^2 + 1,567)} = \frac{1,32}{(0,117^2 + 1,567)} = 0,953$$

$$G_{OMi} = G_{OM} \left(1 - \left(\frac{p_i - 0,1}{p_{нас} - 0,1} \right)^f \right) = 122 \cdot \left(1 - \left(\frac{0,8 - 0,1}{7,9 - 0,1} \right)^{0,953} \right) = 103,11 \text{ м}^3/\text{т}$$

Остальные точки по аналогии. Результаты расчета приведены в таблице

3.4.

Таблица 3.4 – Суммирующие данные по скважине

Параметры		Давление насыщения нефти газом $P_{нас}$, Мпа	Объем выделившегося из нефти газа G_{OMi} , м ³ /т
Глубина Лскв, м	0	7,90	103,11
	200	8,03	93,87
	400	8,15	77,41
	600	8,26	60,17
	800	8,36	42,04
	1000	8,44	22,92
	1200	8,49	2,69
	1400	8,53	0

6. Рассчитываем количество растворенного газа по формуле 3.5.

$$G_{\phi} = G_{OM} - G_{OMi}, \quad (3.5)$$

$$G_{\phi} = G_{OM} - G_{OMi} = 122 - 103,11 = 18,89 \text{ м}^3/\text{т}$$

Остальные точки по аналогии. Результаты расчета приведены в таблице

3.5.

Таблица 3.5 – Суммирующие данные по скважине

Параметры	Глубина Лскв, м							
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400
Количество растворенного газа G_{ϕ} , м ³ /т	18,89	28,13	44,6	61,8	79,9	99,1	119,5	122

7. Расчет температуры кристаллизации парафина в скважине по формуле 3.6.

$$T_{кр} = T_{кр}^{СЕП} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi}, \quad (3,6)$$

$$T_{кр} = T_{кр}^{СЕП} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 7 + 0,2 \cdot 1,2 - 0,1 \cdot 122 = 5,35 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Остальные точки по аналогии. Результаты расчета приведены в таблице

3.6

Таблица 3.6 – Суммирующие данные по скважине

Параметры	Глубина Лскв, м							
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400
Температура окружающей среды $T_{кр}$, $^{\circ}\text{C}$	5,35	4,55	3,12	1,63	0,08	-1,5	-3,3	-3,2

8. Рассчитываем температуру окружающей среды по формуле 3.7.

$$T_{o.c} = T_{нс} + \Gamma_T \cdot L_{ск}, \quad (3.7)$$

$$T_{o.c} = T_{нс} + \Gamma_T \cdot L_{ск} = 4 + 0,02 \cdot 0 = 4 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Остальные точки по аналогии. Результаты расчета приведены в таблице

3.7.

Таблица 3.7 – Суммирующие данные по скважине

Параметры	Глубина Лскв, м							
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400
Температура окружающей среды $T_{o.c}$, $^{\circ}\text{C}$	4	8	12	16	20	24	28	32

Результаты расчетов температур представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Сводная таблица

Параметры		Температура потока T , $^{\circ}\text{C}$.	Температура кристаллизации $T_{кр}$, $^{\circ}\text{C}$.	Температура окружающей среды $T_{o.c}$, $^{\circ}\text{C}$.
Глубина Лскв, м	0	5,24	5,35	4
	200	7,50	4,55	8
	400	9,57	3,12	12
	600	11,40	1,64	16
	800	12,98	0,08	20
	1000	14,27	-1,55	24
	1200	15,25	-3,27	28
	1400	15,87	-3,22	32

Расчетные данные из таблицы 3.8 можно представить графически рисунок 3.1.

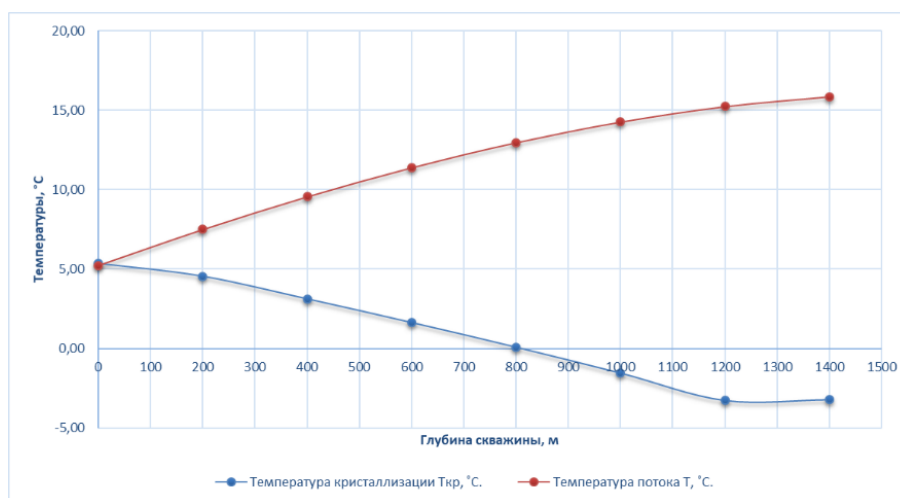


Рисунок 3.1 – Распределение температуры нефти, начала кристаллизации парафина и окружающей среды

Вывод: На расстоянии 20 м от устья скважины начинается выпадения парафина.

Далее изучил, как различные диаметры НКТ (60, 89) влияют на выпадение парафина в скважине и трубопроводе.

При диаметре НКТ 60 мм, рассчитал аналогично, как при диаметре НКТ 73.

Результаты расчета температур приведены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Сводная таблица при диаметре НКТ 0,60 м

Параметры		Температура потока Т, °С.	Температура кристаллизации Ткр, °С.	Температура окружающей среды Т _{о.с.} , °С.
Глубина Lскв, м	0	6,48	5,37	4
	200	8,44	4,57	8
	400	10,20	3,14	12
	600	11,75	1,65	16
	800	13,07	0,09	20
	1000	14,13	-1,56	24
	1200	14,91	-3,30	28
	1400	15,39	-3,22	32

Допущения при движении по выкидной линии

1. $P = \text{const}$; $\Gamma\phi = \text{const}$, $T_{\text{кр}} = \text{const}$ (для $L=0$)
2. Начальная температура потока в трубопроводе равна температуре на устье скважины
3. Координаты начала кристаллизации парафина в трубопроводе находят из условия равенства температуры потока температуре кристаллизации по формуле 3.8

$$X_{\text{кр}} = \frac{C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \cdot \ln \frac{T_{\text{нач}} - T_{\text{о.с.}}}{T_{\text{кр}} - T_{\text{о.с.}}}, \quad (3.8)$$

где $T_{\text{нач}}$ – температура потока при глубине скважины 0 м, или температура начало выкидной линии;

$T_{\text{кр}}$ – температура кристаллизации начало выкидной линии;

D – диаметр трубопровода.

$$X_{\text{кр}} = \frac{C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \cdot \ln \frac{T_{\text{нач}} - T_{\text{о.с.}}}{T_{\text{кр}} - T_{\text{о.с.}}} = \frac{1700 \cdot 0,579}{3,14 \cdot 0,114 \cdot 3,5} \cdot \ln \frac{6,48 - (-0,2)}{5,37 - (-0,2)} = 238,473 \text{ м}$$

Расчетные данные из таблицы 3.9 можно представить графически рисунок 3.2.

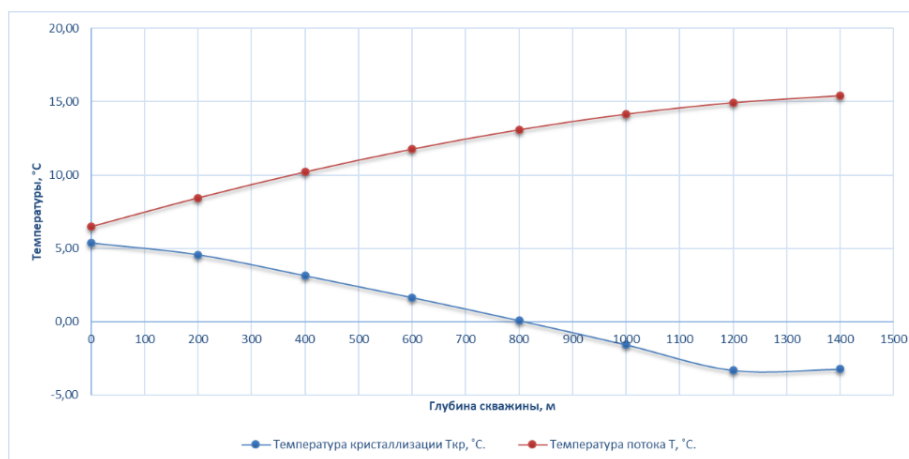


Рисунок 3.2 – Распределение температуры нефти, начала кристаллизации парафина и окружающей среды

Вывод: По графике видно, что отложения парафинов происходит на выкидной линии 238,47 м.

При диаметре НКТ 89 мм, рассчитал аналогично. Результаты приведены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Сводная таблица при диаметре НКТ 0,89 м

Параметры		Температура потока Т, °С.	Температура кристаллизации Т _{кр} , °С.	Температура окружающей среды Т _{о.с.} , °С.
Глубина L _{скв} , м	0	3,78	5,33	4
	200	6,37	4,52	8
	400	8,75	3,10	12
	600	10,89	1,62	16
	800	12,77	0,07	20
	1000	14,34	-1,54	24
	1200	15,56	-3,25	28
	1400	16,37	-3,22	32

Координаты начала кристаллизации по формуле 3.10.

$$X_{кр} = \frac{C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \cdot \ln \frac{T_{нач} - T_{о.с.}}{T_{кр} - T_{о.с.}}, \quad (3.10)$$

$$X_{кр} = \frac{C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \cdot \ln \frac{T_{нач} - T_{о.с.}}{T_{кр} - T_{о.с.}} = \frac{1700 \cdot 0,579}{3,14 \cdot 0,114 \cdot 3,5} \cdot \ln \frac{3,78 - (-0,2)}{5,33 - (-0,2)} = -431,8 \text{ м}$$

Расчетные данные из таблицы 3.10 можно представить графически рисунок 3.3.

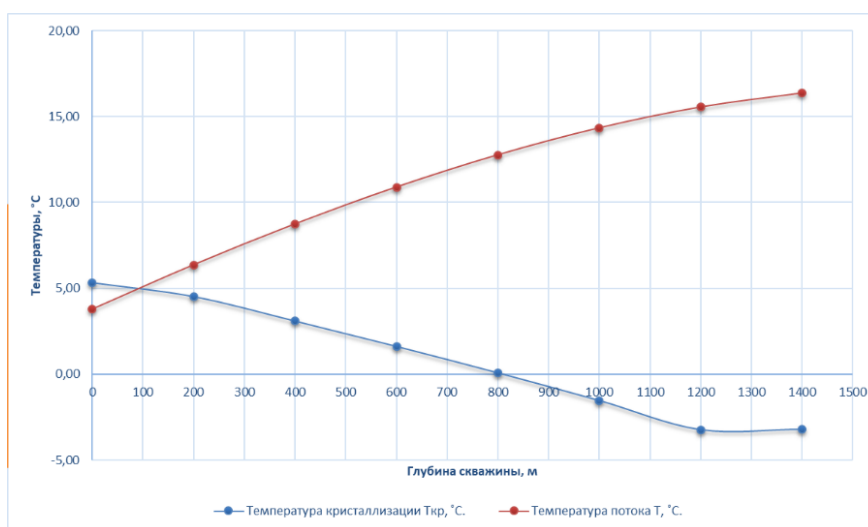


Рисунок 3.3 – Распределение температуры нефти, начала кристаллизации парафина и окружающей среды

Вывод: По графике видно, что отложения парафинов происходит в скважине на глубине 90 м.

Итак, изменении диаметра НКТ при равном дебите 0,85 кг/с, влияют на место отложения парафинов. Когда диаметр НКТ увеличивается, то

выпадения парафинов происходит по стволу скважины. Результаты приведены в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Расстояние от устья скважины до места отложения парафина при дебите 0,85 кг/с

Условный диаметр, мм	0,06	0,073	0,089
Место отложения парафина, м	В выкидной линии	10	90
До Хкр, м	238,47	В скважине	В скважине

Далее рассчитал, как меняется отложения парафинов при изменении дебита при диаметре НКТ 73 мм.

Результаты можно посмотреть в таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Расстояние от устья скважины до места отложения парафина при диаметре НКТ 0,073 м и разных дебитах

Дебит скважины, кг/с	0,73	0,85	0,96
Место отложения парафина, м	80	10	В выкидной линии
До Хкр, м	В скважине	В скважине	168,49

По таблице можно сделать вывод, что чем меньше дебит, тем дальше от устья скважины отлагается парафин по глубине НКТ.

При диаметре НКТ 73 мм и дебите 0,85 кг/с, как влияет газосодержание нефти на изменение отложения парафинов.

Результаты приведены в таблице 3.13.

Таблица 3.13 – Влияние газосодержание расстояние от устья скважины до места отложения парафина

Газонасыщенность нефти, м ³ /т	80	122	160
Место отложения парафина, м	60	10	В выкидной линии
До Хкр, м	В скважине	В скважине	124,39

В результате расчета видно, чем больше газосодержание, тем дальше от устья скважины отлагается парафин по длине выкидной линии.

Графоаналитическим способом были подобраны парафинобезопасные дебиты для трех диаметров НКТ (60, 73, 89) мм.

Результаты приведены в таблице 3.14.

Таблица 3.14 – Влияние диаметра НКТ на парафинобезопасный дебит

Условный диаметр, мм	0,06	0,073	0,089
Парафинобезопасный дебит, кг/с	0,715	0,865	1,06
Парафинобезопасный дебит, т/сут	62	75	92
До Хкр, м	8,462	1,23	11,48

Чтобы рассмотреть парафинобезопасные дебиты графоаналитически, поменял дебит скважины до того момента, что температура потока и кристаллизации должны пересекаться примерно в одной точке и глубина скважины должно равняться 0 м.

Положительные значения координаты точки соответствуют отложению парафина в выкидной линии на расстоянии X. Чем больше диаметр НКТ, тем больше парафинобезопасный дебит.

График зависимости температуры потока и кристаллизации парафина представлен на рисунке 3.4

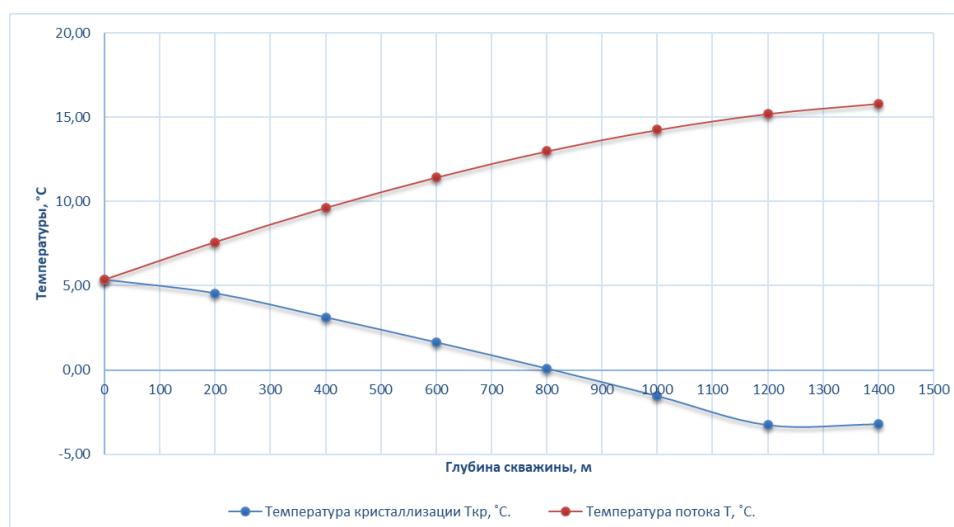


Рисунок 3.4 – Распределение температуры потока и кристаллизации

3.2 Анализ эффективности применения греющего кабеля на Талаканском месторождении

В настоящее время на скважинах Талаканского месторождения по данным НГДУ «Талаканефть» применяются механические (скребок, МДС), тепловые (АДП) превентивные (УПС) методы борьбы с парафиноотложением. Основным, из которых является закачка горячей нефти (АДП)- 85%. Средний МОП по месторождению составляет 5,5 суток.

В настоящее время на Талаканском месторождении стали активно применять методы предотвращения образования АСПО.

Если проследить динамику обработок скважин методами борьбы с парафиноотложением за 8 месяцев (рисунок 3.1; 3.2), видно, что с начала эксплуатации месторождения были проведены инженерные и организационные мероприятия по увеличению объемов депарафинизации.

Что свидетельствует о ярко выраженной проблеме парафиноотложения. Также, это связано с увеличением фонда скважин.

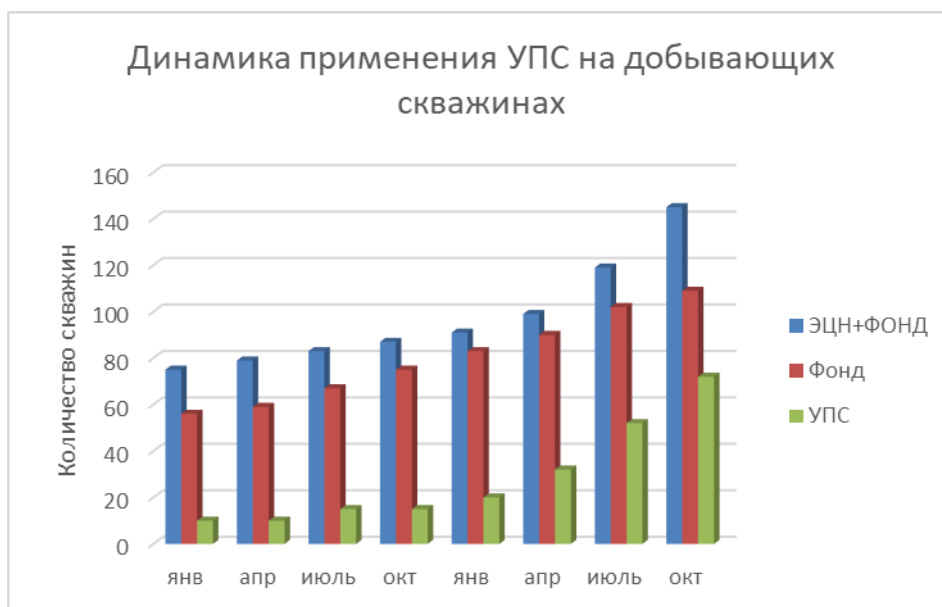


Рисунок 3.1 - Динамика применения установки прогрева скважины на добывающих скважинах

Применение установок греющего кабеля на Талаканском месторождении показало положительные результаты. С увеличением фонда скважин, увеличивается фонд скважин оборудованных греющим кабелем.

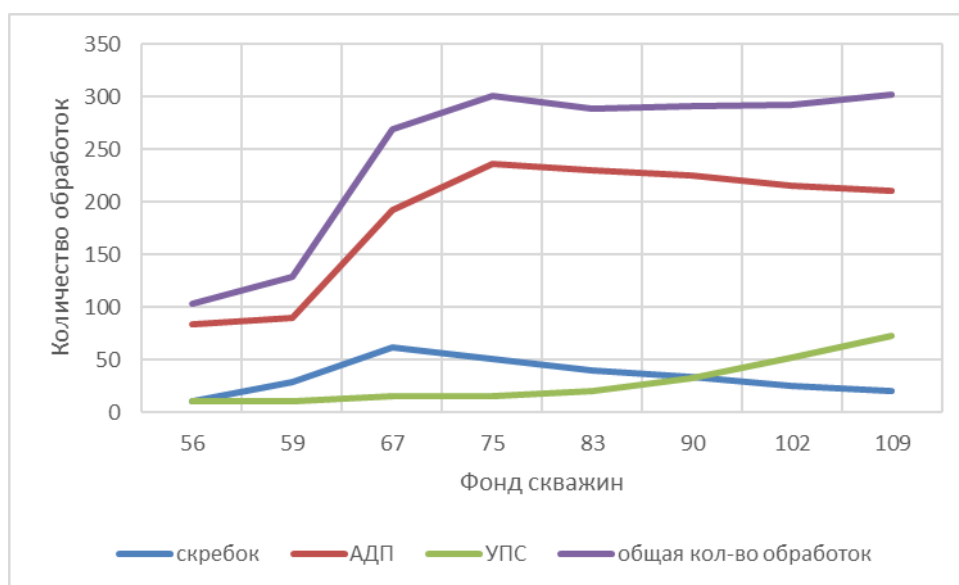


Рисунок 3.2 – Применение методов депарафинизации скважин

Применяемые методы депарафинизации скважин на месторождении являются эффективными в борьбе с парафиновыми отложениями, но не решают проблему их предупреждения. Т.е. в скважине через определенное количество времени повторно образуются отложения АСПО. Соответственно не решается проблема по увеличению МОП.

Таким образом, необходимо искать новые методы борьбы с парафиновыми отложениями. Одним из способов решения этой задачи является управляемый электропрогрев скважин с использованием нагревательного кабеля, спускаемого в НКТ скважины.

При движении добываемой жидкости по колонне НКТ от пласта к насосу и от насоса к устью скважины происходит ее быстрое охлаждение. Путевое охлаждение до температуры ниже точки кристаллизации парафина в скважинах является основной причиной парафиновых отложений на стенках НКТ и повышении ее вязкости. Компенсация тепловых потерь в скважине с использованием нагревательных кабельных линий является универсальным,

технологически эффективным методом предотвращения отложений, а также снижения вязкости высоковязких эмульсий (ВВЭ).

Мощность подаваемая и распределяемая в скважине не должна быть меньше мощности рассеиваемой в горную породу (Рисунок 3.3).

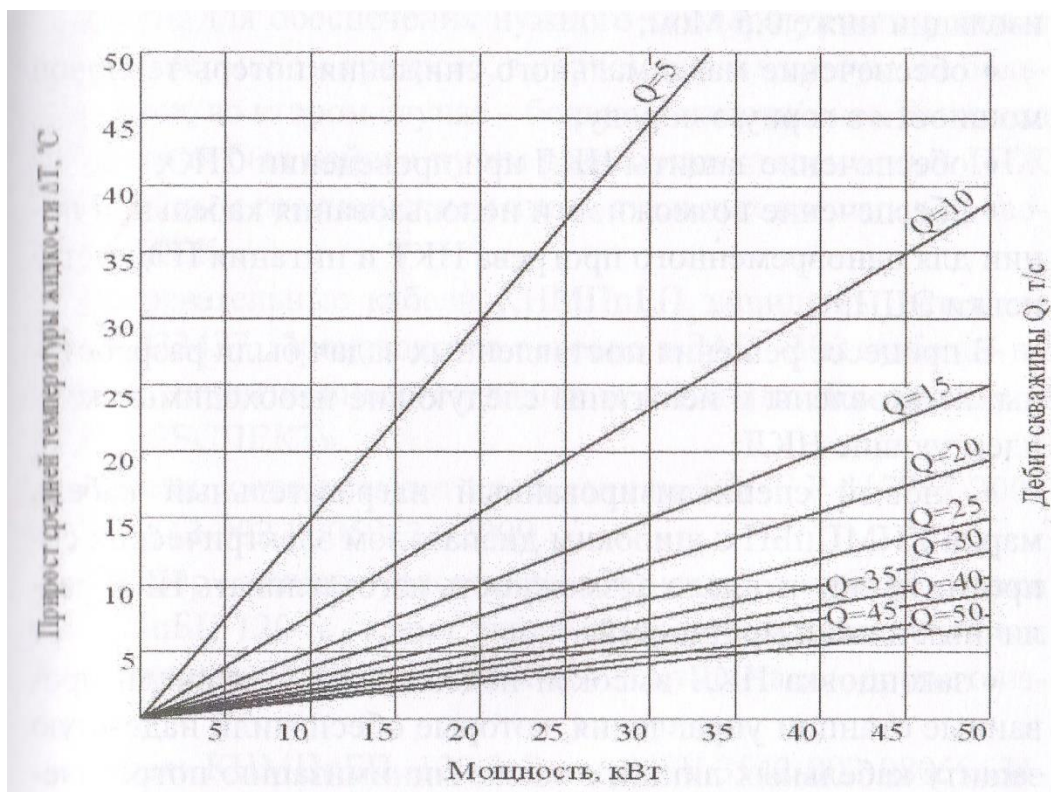


Рисунок 3.3 – Зависимость мощности кабельной линии от дебита жидкости.

Анализ распределение температур по глубине скважины показал, что выпадение парафина на Талаканском месторождении при заданном дебите и гасосодержании происходит в стволе скважины, где температура флюида в обычных условиях опускается ниже температуры выпадения парафина, поэтому образуется парафиноотложение. Чтобы предотвратить образование АСПО на Талаканском месторождении использовали управляемый электропрогрев скважин с использованием нагревательного кабеля, спускаемого в НКТ скважины.

Принцип работы установок для подземного прогрева скважин основан на автоматическом управляемом нагреве греющего кабеля, помещенного во внутреннюю полость НКТ до температур, обеспечивающих предотвращение

выпадения АСПО, плавление АСПО или их полное удаление. Предотвращается дальнейшее образования в процессе добычи нефти

При приросте температуры жидкости 5 °С и дебита скважины 73 т/сут, по графику подобрали мощность кабельной линии, составило 50 кВт.

По подобранному мощностью, можно использовать кабель с медными греющими жилами (КГТн), он предназначен для скважин с более высоким дебитом, с глубиной образования отложений до 1600 м. Расчетная мощность кабеля с медными жилами 50-75 кВт/м. Конструкция нагревательного кабеля представлен на рисунке 3.4.

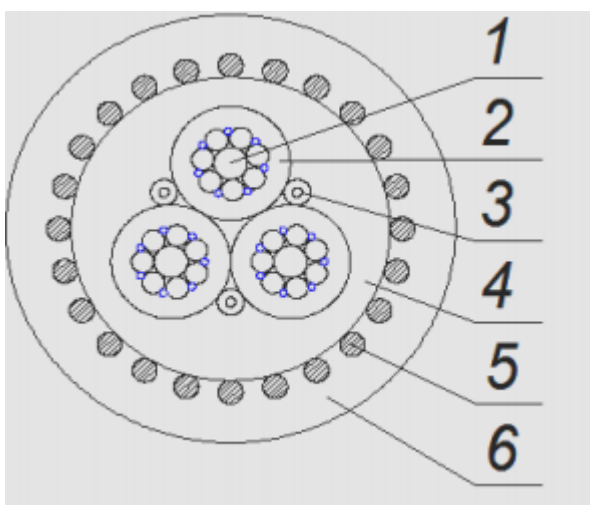


Рисунок 3.4 – Кабель переменного тока КГТн:

1. Греющие жилы; 2. Изоляция греющих жил; 3. Контрольные жилы(опция); 5. Проволоки стальной брони; 6. Наружная оболочка.

Нагревательный кабель марки КГТн разработан и запатентован специалистами компании и производится на современном высокотехнологичном оборудовании на ведущей компанией в своей отрасли по техническим условиям ООО «НПК «АСН» [21].

Изготавливается кабель в соответствии с ГОСТ Р 51978-2002 «Кабели грузонесущие геофизические бронированные», выполнен с учетом тяжелых режимов работы - высокое давление (до 100 атм.) и рабочая температура до 90 °С. Климатические условия эксплуатации от -50 °С до +45 °С [21].

Защита нагревательного элемента (греющего кабеля) реализуется с помощью системы нагрева нефти (АСН-380- 50).

Комплекс системы состоит из станции управления, нагревательного кабеля, устьевого оборудования для герметизации и фиксирования кабеля и дополнительного оборудования для монтажа/демонтажа системы.

Схема размещения системы нагрева на скважине УЭЦН представлен на рисунке 3.5.

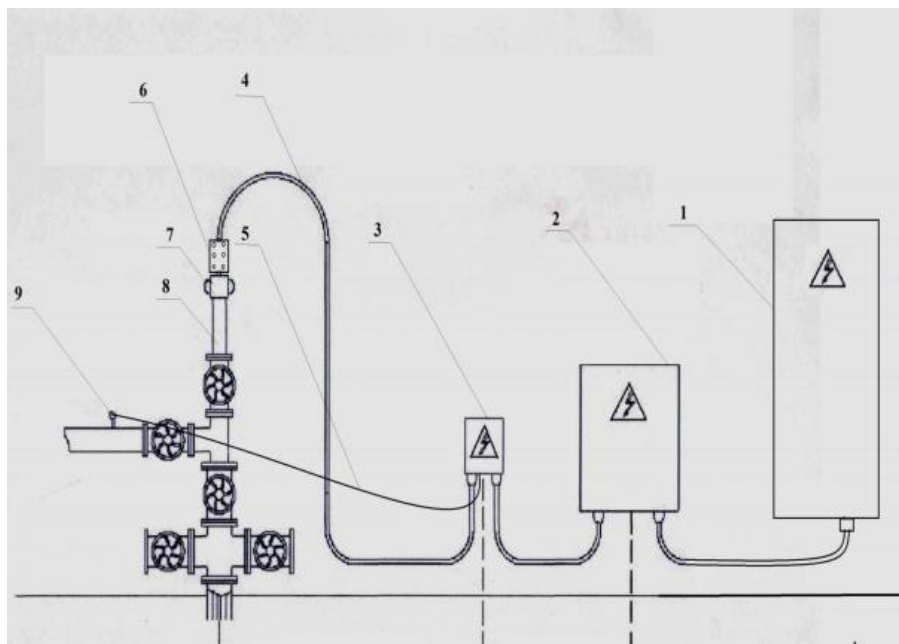


Рисунок 3.5 – Схема размещения системы нагрева на скважине УЭЦН:

1. КТПН;
2. Станция управления;
3. Переходной клемный шкаф;
4. Нагревательный кабель;
5. Контрольный провод;
6. Кабельный зажим;
7. Устьевого герметизатор;
8. Лубрикатор;
9. Устьевого датчик температуры.

Спуск и подъем кабеля осуществляется с помощью геофизического подъемника типа ПКС-3,5; ПКС-5 и автокрана, или специальная лебедка на базе установки для намотки и размотки кабеля УНРКК-2000 с комплектов геофизических роликов или спуско – подъемное устройство (СПУ) (Рисунок 3.6) (патент №133186) [22].



Рисунок 3.6 – Спуско – подъемное устройство

Расчетное время монтажа и подключения системы нагрева нефти АСН-380-50 – 4 часа. Расчетное время выхода системы «кабель – скважина» на рабочий термодинамический режим – 72 часа [22].

При использовании управляемого электропрогрева скважины внутреннее пространство НКТ нагревается с помощью специального грузонесущего изолированного нагревательного кабеля, помещенного внутрь НКТ, строительная длина которого равна интервалу максимального парафиноотложения.

Опыт потребителей подтверждает, что применение технологии электрообогрева нефтяных скважин с нагревательными кабелями выявляют следующие положительные результаты:

- Отказ от аналогичных методов борьбы с АСПО;
- Увеличение межочистного (МОП) и межремонтного (МРП) периода;
- Повышение работоспособности и увеличение срока службы УЭЦН, в том числе за счет снижения вязкости жидкости, подаваемой на поверхность;
- Непрерывный прогрев скважины по интервалу отложений;
- Обеспечение экологической чистоты вокруг скважины;

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Борисову Афанасию Прокопьевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	
1. Стоимость ресурсов научного 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	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. Общий налоговый режим
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка готовности проекта к коммерциализации, проведение SWOT-анализа
2. Планирование и формирование бюджета проекта	Планирование проводимых работ. Расчет сметной стоимости выполняемых работ
Перечень графического материала	
1. Матрица SWOT	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Борисов Афанасий Прокопьевич		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

В данном разделе подробно разобран коммерческий потенциал данного исследования и его перспективы на рынке. Проведена оценка ресурсоэффективности проделанной работы. Описан и составлен план необходимого комплекса работ.

В данном подразделе описаны и проанализированы потенциальные потребители результатов исследования по подбору эффективного растворителя для удаления АСПО и его оптимального количества, проведен SWOT- анализ и показана итоговая матрица стратегии данной работы.

В данном подразделе был произведен анализ целевого рынка и произведено сегментирование.

Целевой рынок – сегмент рынка, на котором будет в дальнейшем продаваться разработка: предприятия нефтехимической отрасли.

Продукт – моторное топливо с улучшенными эксплуатационными свойствами.

На данный момент очень развито применения не только различных присадок, но и растворителей для удаления парафиновых отложений. Эти растворители применяются не только на месторождениях, но и в разных научно-исследовательских лабораториях.

Наряду с тем, что сейчас существует очень много видов стандартных растворителей, требуется создание новых альтернативных видов растворителей, которые ранее использовались в других отраслях промышленности, ввиду их возможной дешевизны, простоты в использовании и получении по сравнению со стандартными растворителями. Так в данной работе мы смогли оценить эффективность работы, как растворителя, гуминовой кислоты. И в этом разделе

сегментирования рынка по целевому назначению можем увидеть в каких местах будут использоваться те или иные виды растворителей.

Вид компании-пользователя (целевого назначения), виды услуг предоставляемых для подбора эффективного растворителя (рис. 4.1).

		Виды услуг	
		Разработка и реализация растворителей для удаления АСПО	Подбор эффективного растворителя
Пользователи	Лаборатории		
	НПЗ		
	Месторождения		

Рисунок 4.1 – Карта сегментирования рынка услуг по разработке растворителей:



- зона высокой необходимости;



- зона средней необходимости;



- зона наименьшей необходимости.

4.1.1 SWOT – анализ

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

Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Дадим трактовку каждому из этих понятий. Матрица SWOT – анализа представлена в таблице 4.1

- **Сильные стороны.** Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта.
- **Слабые стороны.** Слабость – это недостаток, упущение или ограниченность научно-исследовательского проекта, которые препятствуют достижению его целей.

Таблица 4.1 – Матрица SWOT

Сильные стороны научно-исследовательского проекта (С)	Слабые стороны научно-исследовательского проекта (Сл)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Низкая стоимость анализа используемой методики по сравнению с другими; 2. Не требует специального анализа оборудования для проведения анализа; 3. Не требует специального квалифицированного сотрудника для проведения анализа; 4. Доступная и простая методика для подбора эффективного растворителя. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие какого-то определенного показателя, по которому можно было бы судить об эффективности работы; 2. Наличие стандартных, уже изученных растворителей; 3. Отсутствие подходящего, нужного оборудования для проведения точного анализа; 4. Неточности при проведении анализа, вследствие этого большие расхождения в результатах.
Возможности (В)	Угрозы (У)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Увеличение спроса на нестандартные виды растворителей для удаления АСПО; 2. Повышение количества оборудования, для которых нужно удалять осадки; 3. Повышение стоимости различного оборудования; 4. Повышение стоимости конкурентных разработок. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие спроса на новые виды растворителей; 2. Развитая конкуренция между компаниями, которые разрабатывают растворители; 3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции; 4. Возможные неиспользование нового вида растворителя ввиду наличия малого количества информации о свойствах.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды.

Составляется интерактивная матрица, с помощью которой можно оценить варианты стратегического выбора.

(+)-Сильное соответствие сильных сторон возможностям;

(-) - Слабое соответствие сильных сторон возможностям;

(0) - Сомнения в выборе;

Результаты анализа соответствий сильных сторон с возможностями представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Результаты анализа соответствий сильных сторон с возможностями

Сильные стороны проекта					
Возможност ипроекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	+	+	0
	B2	+	+	+	+
	B3	0	+	+	+
	B4	-	-	+	-

Анализируя данные интерактивной матрицы проекта можно сделать вывод о сильной корреляции B1B2C1C2, B1C3B2C3, что позволяет нам говорить о единой природе данных возможностей.

Третий этап заключается в составлении итоговой матрицы SWOT – анализа, которая приводится в данной работе (табл. 4.3).

Таблица 4.3 – SWOT – анализ

Сильные стороны научно-исследовательского проекта (С)	Слабые стороны научно-исследовательского проекта (Сл)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Низкая стоимость анализа используемой методики по сравнению с другими; 2. Не требует специального анализа оборудования для проведения анализа; 3. Не требует специального квалифицированного сотрудника для проведения анализа; 4. Доступная и простая методика для подбора эффективного растворителя. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие какого-то определенного показателя, по которому можно было бы судить об эффективности работы; 2. Наличие стандартных, уже изученных растворителей; 3. Отсутствие подходящего, нужного оборудования для проведения точного анализа; 4. Неточности при проведении анализа, вследствие этого большие расхождения в результатах.
Сила и возможности (СИВ)	Слабость и возможности (СЛВ)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Увеличить использование нестандартного вида растворителя; 2. Максимально улучшить качество и результаты работ по удалению АСПО; 3. Усовершенствовать работу и знания кадров; 4. Внедрить ранее неиспользованную аппаратуру, либо технологию для улучшения методики. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие необходимости внедрения различного вида новых растворителей для удаления АСПО; 2. Возможное приобретение НПЗ различных приборов для проведения анализа по данной методике ввиду их малой стоимости;
Сила и угрозы (СИУ)	Слабость и угрозы (СЛУ)

<p>1. На данный момент разрабатываются все более улучшенные технологии для усовершенствования работ по удалению осадков, в силу этого возможно увеличение спроса за счет низкой стоимости анализа;</p> <p>2. Так как анализ по данной методике не требует специального оборудования и специалистов, возможно возрастет конкуренция между компаниями, которые разрабатывают стандартные растворители.</p>	<p>1. Ввиду отсутствия определенного показателя, по которому можно было бы судить об эффективности растворителя возможное отсутствие спроса;</p> <p>2. Неиспользование нестандартных растворителей из-за неточностей в работе и малого количества собранной информации.</p>
--	---

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

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

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

В данном разделе составлен перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проведено распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в табл. 4.4.

Таблица 4.4 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер Научный руководитель
	3	Проведение теоретических исследований	Научный руководитель Инженер
	4	Выбор направления исследований	Научный руководитель Инженер

	5	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер
	7	Проведение нескольких экспериментов по подбору эффективного растворителя	Инженер
	8	Анализ по выбранным свойствам по методике	Инженер
	9	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер Научный руководитель
	10	Анализ в динамике по подбору растворителей при проведении экспериментов	Инженер
Обобщение и оценка результатов	11	Оценка эффективности полученных результатов	Научный руководитель
	12	Предоставление отчета о проделанной работе	Инженер
<i>Проведение ОКР</i>			
Разработка технической документации и проектирование	13	Сбор материалов и оформление социальной ответственности	Инженер
	14	Выбор и расчет конструкции	Инженер
	15	Расчет и оформление экономической части работы	Инженер
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	16	Составление пояснительной записки	Инженер
	17	Сдача работы на рецензию	Инженер
	18	Предзащита дипломной работы	Инженер
	19	Подготовка к защите дипломной работы	Инженер
	20	Защита дипломной работы	Инженер

Данная таблица дает информацию о структуре проделанных работ в рамках данного исследования.

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Расчет трудоемкости выполнения научного исследования оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}$$

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

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел. – дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел. – дн.

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{ч_i}$$

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

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

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

Пример расчета (составление и утверждение технического задания), для остальных работ расчет проводится аналогично:

$$t_{ож} = \frac{3 * t_{min} + 2 * t_{max}}{5} = \frac{3 * 4 + 2 * 8}{5} = 6 \text{ чел} - \text{ дней};$$

$$T_p = \frac{t_{ож}}{Ч} = \frac{6}{1} = 6 \text{ дней}.$$

4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, продолжительность каждого из этапов работ следует из рабочих дней перевести в календарные. Для этого воспользовались формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{кал}$$

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

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

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности находится по формуле:

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

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

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

$T_{пр}$ – количество праздничных дней в году;

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1,22$$

4.3 Бюджет научно – технического исследования (НТИ)

4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

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

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, заносим в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Материальные затраты

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

4.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20-30% от тарифа или оклада.

Месячный должностной оклад для руководителя:

$$З_m = З_{тс} * (1 + k_{пр} + k_d) * k_p = 17263,58 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,3 = 33664 \text{ руб.}$$

Месячный должностной оклад для инженера:

$$З_m = З_{тс} * (1 + k_{пр} + k_d) * k_p = 11158,97 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,3 = 21760 \text{ руб.}$$

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

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3;

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет 0,2;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

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

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

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

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

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 4.6).

Таблица 4.6 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Научный руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:		
- выходные дни	44	48
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуска	48	24
- невыходы по болезни	7	7
Действительный годовой фонд рабочего времени	252	272

Таким образом, для руководителя и инженера соответственно:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} * M}{F_{\text{д}}} = \frac{33664 * 10,4}{252} = 1389,3 \text{ руб.},$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} * M}{F_{\text{д}}} = \frac{21760 * 11,2}{272} = 869 \text{ руб.},$$

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

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

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

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

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

Для руководителя и инженера соответственно:

$$Z_{осн} = Z_{дн} * T_p = 1389,3 * 30 = 41679 \text{ руб.}$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} * T_p = 869 * 30 = 26070 \text{ руб.}$$

Таблица 4.7 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$, руб	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$Z_{м}$, руб	$Z_{дн}$, руб	T_p , раб. дн	$Z_{осн}$, руб
Руководитель	17263,6	0,3	0,2	1,3	33664	1389,3	30	41679
Инженер	11158,9	0,3	0,2	1,3	21760	869	30	26070
Итого $Z_{осн}$, руб								67749

4.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} * Z_{осн},$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Тогда для руководителя и инженера соответственно:

$$Z_{доп} = k_{доп} * Z_{осн} = 0,14 * 41679 = 5835,06 \text{ руб.};$$

$$Z_{доп} = k_{доп} * Z_{осн} = 0,14 * 26070 = 3649,8 \text{ руб.}$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, равный 0,14

4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} * (З_{осн} + З_{доп}),$$

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

На 2016 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2016 году водится пониженная ставка – 27,1%.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	41679	5835,06
Инженер	26070	3649,8
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Итого		
Руководитель	12876,3	
Инженер	8054,1	

4.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов

исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = \left(\text{сумма статей} \frac{1}{4} \right) * k_{\text{нр}},$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл}} &= \left(\text{сумма статей} \frac{1}{4} \right) * k_{\text{нр}} = (Z_{\text{м}} + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}}) * 0,16 \\ &= (55424 + 67749 + 9485,4 + 20960,4) * 0,16 = 24569,89 \text{ руб.} \end{aligned}$$

4.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

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

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание	Аналог 1	Аналог 2
1. Материальные затраты НИИ	690	Таблица 4.5	1050	2250
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей работы	67749	Таблица 4.7	65554	82579

3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	9485	Раздел 4.3.3	12750	21440
4. Отчисления во внебюджетные фонды	20930	Таблица 4.8	25010	35430
5. Накладные расходы	24569,89	Раздел 4.3.5	24817	30499
6. Бюджет затрат НТИ	123423,89	Сумма ст. 1-5	179921	221118

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

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется по формуле:

$$i_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}$$

Где $i_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно – исследовательского проекта.

$$i_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{123423,89}{221118} = 0,6$$

$$i_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{179921}{221118} = 0,81$$

$$i_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{221118}{221118} = 1$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i * b_i$$

Где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения работы;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 4.10 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерий	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует увеличению качества и количества производства растворителей	0,1	5	4	5
2. Удобство в применении в силу простоты данной методики	0,15	4	4	5
3 Минимальные расходы на дополнительные материалы для проведения экспериментов	0,2	4	3	3
4. Селективность	0,25	3	4	4
5. Экономичность	0,15	4	4	2
6. Материалоемкость	0,15	4	4	5
Итого	1	3,85	3,8	3,9

$$I_m^{u1} = 5*0,1+4*0,15+4*0,2+3*0,25+4*0,15+4*0,15=3,85$$

$$\text{Аналог 1} = 4 * 0,1 + 4 * 0,15 + 3 * 0,2 + 4 * 0,25 + 4 * 0,15 + 4 * 0,15 = 3,8$$

$$\text{Аналог 2} = 5 * 0,1 + 5 * 0,15 + 3 * 0,2 + 4 * 0,25 + 2 * 0,15 + 5 * 0,15 = 3,9$$

Аналог 1 - это проект с жидким битумом в качестве АСПО, аналог 2 – с тяжелой нефтью Уренгойское месторождение.

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{исп.1}} = \frac{I_{p-\text{исп1}}}{I_{\text{фи нр}}}, I_{\text{исп.2}} = \frac{I_{p-\text{исп2}}}{I_{\text{фи нр}}},$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволяет определить сравнительную эффективность проекта (таблица 4.11) и выбрать наиболее эффективный вариант их представленных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}}$)

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп1}}}{I_{\text{исп2}}},$$

Интегральный показатель эффективности разработки и аналога определяется исходя из интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{з}} = \frac{3,85}{0,6} = 6,4$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{а1}} = \frac{3,8}{0,81} = 4,7$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{а2}} = \frac{3,9}{1} = 3,9$$

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

$$\mathcal{E}_{\text{ср1}} = \frac{4,7}{6,4} = 0,73$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср2}} = \frac{3,94}{6,4} = 0,61$$

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

$I_{\text{тэ}}^{\text{р}}$ – интегральный показатель разработки;

$I_{\text{тэ}}^{\text{р}}$ – интегральный технико – экономический показатель аналога.

Таблица 4.11 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,6	0,81	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,85	3,8	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	6,4	4,7	3,94
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения		0,73	0,61

Вывод

В данном разделе подробно разобран экономический потенциал данной научно-исследовательской работы и перспективы на рынке. Проведена оценка ресурсоэффективности и ресурсосбережения проделанной работы.

Описав и проанализировав потенциальных потребителей результатов данного исследования, проведен SWOT- анализ. Было произведено планирование научно-исследовательской работы. С позиции финансовой и ресурсной эффективности, все рассчитанные показатели позволяют сделать вывод, о том, что выбранный вариант исполнения более предпочтительный, так как данный вариант исполнения более экономичен и ресурсоэффективен.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Борисову Афанасию Прокопьевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01), профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

Определение эффективности способов борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями при эксплуатации нефтяных месторождений	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: кустовые площадки нефтяных месторождений. Область применения: для выбора метода борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <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. 	1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда; 2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. 3. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности

<p>2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных факторов и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>2.1 Анализ вредных факторов: 1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 4. Воздействие химических веществ 2.2 Анализ опасных факторов: 1. Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением); 2. Электрический ток; 3. Пожаровзрывобезопасность</p>
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>Оценка и анализ влияния выброса в атмосферу загрязняющих веществ по причине не плотности соединений. Влияние воздействия углеводородного сырья и химических реагентов на гидросферу. Оценка влияния на литосферу нефтепродуктов, разлитых на поверхность почв и загрязнения химическими реагентами горизонта грунтовых вод</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<ul style="list-style-type: none"> — Природного характера (паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы и тд.) — Техногенного характера (разгерметизация трубопроводов; пожары, взрывы и тд.)

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Борисов Афанасий Прокопьевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

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

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

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

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

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Трудовое законодательство РФ должно регулировать отношения между работником и организацией-работодателем. Статья 212 ТК РФ [22] обязует работодателя обеспечить безопасными условиями и охраной труда работников, что включает в себя безопасность при работе с оборудованием, сырьем и материалами, а также при выполнении технологических процессов. Продолжительность рабочего дня, согласно трудовому кодексу, составляет до 40 часов в неделю и до 36 часов в неделю для персонала, работающего на местах, где условия труда определены как вредные 3 и 4 степени. Установлено предоставление ежегодного отпуска длительностью 28 календарных дней, а также дополнительного отпуска для работников, выполняющих трудовой договор на местах с опасными или вредными условиями. В течение рабочего дня работнику предоставляется перерыв, не превышающий 2 часа, а также перерыв 30 минут, не включаемый в регламентированное рабочее время.

Для выполнения работ по обслуживанию кустовых площадок и ремонту скважин работник осуществляет деятельность в составе бригады. Операции по добыче нефти относятся к перечню тяжёлых работ персоналом, работающим вахтовым методом, работы которого регулируются Трудовым Кодексом [23]. Вахтовый метод подразумевает работы в условиях крайнего Севера.

Работникам, выезжающим в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности: устанавливается районный коэффициент, предусматривающий надбавки к заработной плате; ежегодно предоставляется дополнительный оплачиваемый отпуск 24 дня лицам, выполняющих работы в условиях крайнего севера, 16 дней – в местностях, приравненный к районам крайнего Севера; социальный пакет, включающий лечение, медицинское страхование и выплаты в пенсионный фонд.

Работники, которые подвержены вредным и опасным условиям труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медосмотры, определяющие их пригодность для выполняемых работ. Трудовым Кодексом [23] установлено обязательное прохождение психиатрического обследования не реже 1 раза в 5 лет для лиц, работающих в условиях, связанных с повышенной опасностью.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

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

Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора. Так как основная рабочая зона оператора - это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, а также правил пожарной безопасности [24].

5.2 Производственная безопасность

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

Оператор ДНГ подвержен воздействию вредных и опасных факторов, находясь на производственной территории, классификация которых осуществляется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [25] (Таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Перечень возможных вредных и опасных факторов при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	+	+	+	Трудовой кодекс – ТК РФ – Глава 18, ст. 109. Специальные перерывы для обогрева и отдыха [26]
2. Превышение уровней шума и вибрации	-	-	+	ГОСТ 12.1.003-2014 (Шум) [27]; СП 51.13330.2011 (Защита от шума) [28]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ (Вибрации) [29]
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016 (Естественное и искусственное освещение) [30]
4. Воздействие химических веществ	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ (Воздух рабочей зоны) [31]; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ (Вредные вещества) [32]
5. Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением)	-	-	+	ГОСТ 25215-82 (Аппараты высокого давления) [33]

6. Электрический ток	-	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 (Заземление, зануление) [34]; ГОСТ 12.1.019-2017 (Электробезопасность) [35]
7. Пожаровзрывоопасность веществ	-	+	+	СНиП 2.09.04-87 (Строительные нормы и правила) [36]

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

Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Сложные климатические условия работы, особенно в районах крайнего Севера, негативно влияют на самочувствие рабочего. Основные параметры, учитываемые при работе на открытых площадках: время года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха (температура), скорость ветра, относительная влажность и давление.

Длительное нахождение человека на открытом воздухе при высоких температурах вызывает перегрев организма, что приводит к тепловому удару и потере сознания. Высокая влажность воздуха (70-85%) воздействует на потоотделение и затрудняет охлаждение организма. При низкой температуре воздуха и длительном нахождении рабочего на открытых площадках возможно переохлаждение организма. При высокой влажности и скорости ветра в холодных условиях человеку тяжело дышать и повышается вероятность переохлаждения.

При нахождении работника на открытом воздухе при температуре ниже минус 25 °С ежедневно предоставляется пункт обогрева, оборудованный в соответствии с инструкцией предприятия, температура воздуха которого должна составлять не менее плюс 25 °С. Выход за пределы жилой и производственной зоны допускается только в составе группы из двух и более человек с письменного разрешения (запись в журнале).

Средством индивидуальной защиты является спецодежда, изготавливаемая из хлопчатобумажной ткани, льна или грубошерстного сукна, свободного кроя. Для защиты головы применяются алюминиевые, фибровые и войлочные каски, шляпы; для защиты лица - маски, имеющие откидной прозрачный экран; для защиты глаз – темные или с прозрачным слоем металла очки. Защита при холодных пониженных температурах осуществляется путём использования теплой спецодежды, при осадках – непромокаемых плащей. Средством коллективной защиты является рациональное размещение технологического оборудования, применение теплоизоляции, автоматизации и дистанционного управления процессами производства, а также перерывы на обогрев и отдых работников [27].

Превышение уровней шума и вибрации.

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

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

Работающие компрессорные установки рядом с оператором ДНГ создают уровень звукового давления (дБА), которое не превышает допустимые нормы шума, согласно требованиям. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [28], предельно допустимый уровень звука, не влияющий на органы слуха, составляет 80 децибел. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 гигиеническая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте 63 Гц [29]. На

рабочем месте оператора по добычи нефти и газа уровень вибрации – 30 дБ, что не превышает норму, согласно требованиям.

Устранение повышенного уровня шума производится путём устранения неисправностей работающего технологического оборудования. К индивидуальным средствам защиты от шума согласно СП 51.13330.2016 относятся беруши или вкладыши, наушники и шлемы [30]. Коллективными средствами защиты являются использование звукопоглощающих материалов в конструкциях шумящих механизмов и оборудования, а также организация режима труда и отдыха рабочих.

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

Недостаточная освещенность рабочей зоны

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

Воздействие химических веществ

Проведение технологических операций с химическими реагентами подразумевает воздействие на оператора ДНГ вредных веществ, таких как нефть, газ, оксид углерода, ингибиторы и диэмульгаторы, ПАВ, кислоты и спирты. Контакт с веществом может вызвать ухудшение здоровья, а также летальный исход при попадании в организм высоких дозировок химических реагентов, а также испарений веществ. В организм работника реагенты могут попасть через дыхательные пути, кожу и желудочно-кишечный тракт, вызывая аллергические реакции, осложнения в легких, головные боли, химические

ожоги и т.д. Основным источником вредных веществ является АГЗУ и фонтанная арматура на кустовых площадках.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [31] содержание вредных химических веществ в воздухе рабочей зоны определяется предельно допустимой концентрацией веществ (ПДК): для нефти – 100 мг/м³, бензола – 10 мг/м³, сероводорода – 10 мг/м³, хлора – 1 мг/м³.

Степень воздействия вредных веществ на организм человека определяется согласно ГОСТ 12.1.007-76 [32]. Вредные вещества подразделяются на классы опасности, в зависимости от норм и показателей:

1 – вещества чрезвычайно опасные; 2 – вещества высокоопасные; 3 – вещества умеренно опасные; 4 – вещества малоопасные.

При превышении концентрации вредных веществ в воздухе и загазованности рабочей зоны, операторам выдаются изолирующие противогазы или респираторы, очки и защитные маски. Средства индивидуальной защиты от химических реагентов включают также каску, спецодежду. К коллективным средствам защиты относится ограждение рабочей зоны, препятствующее появлению лиц без специальных средств защиты.

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

Давление (Разрушение аппарата, работающего под давлением).

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

Осколки оборудования от взрыва могут травмировать работника. Оператор ДНГ подвержен также воздействию вредных и опасных химических веществ, которые при разгерметизации аппаратов могут попасть на работника. Для

предупреждения таких ситуаций Приказом Ростехнадзора № 116 от 25.03.2014 г. утверждены «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».

Работа компрессорной установки, как аппарата под давлением, регламентируется нормативным документом [33]. Работающие под давлением сосуды выбираются и контролируются согласно ГОСТ Р 25215-82 [33].

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

Электрический ток

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

Всё оборудования, находящееся под напряжением, а также электроинструменты согласно ГОСТ 12.1.030-81 должны иметь заземление и зануление отдельной жилой кабеля с таким же сечением жилы, как и сечение рабочих жил [34]. При силе тока 6-16 мА и частоте 50 Гц уже возникает судорожное сокращение мышц. Паралич сердца возможен при силе тока в 300 мА.

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

Согласно ГОСТ Р 12.1.019-2017 обязательно использование средств защиты от поражения электрическим током [35]. К индивидуальным средствам защиты относятся диэлектрические перчатки и обувь, изолированные рукоятки инструментов, изолирующие подставки.

Пожаровзрывоопасность веществ

Риск возникновения пожаров на нефтегазовом предприятии очень высокий в связи с добычей и использованием в процессе производства легковоспламеняющихся углеводородных и других химических веществ. В соответствии со СНиП 2.09.04.87 предприятие относится к классу В-1Г и В-1 [36]. Работник может получить термические ожоги, тепловой удар и потерю сознания, ожоги полости рта, слизистых оболочек носа, трахеи и бронхов, а также возможен смертельный исход. Наиболее опасный фактор для человека – повышенная концентрация токсичных продуктов горения веществ.

Источниками возникновения пожаров являются взрывоопасные, пожароопасные и вредные вещества, такие как нефть, газ, конденсат и др. Электрические источники возникновения пожаров: короткое замыкание и перегрузки по току, статическое электричество и искрение и т.п.

Согласно нормативному документу [37] пожаробезопасность на кустовых площадках обеспечивается выполнением ряда мероприятий: размещение сооружений на площадке производится на определённом расстоянии между каждым из них; осуществление контроля за воздушной средой в помещениях; контроль газоанализаторами за воздушной средой на кустовых площадках; оборудование мест, определенных проектной документацией, пожарным инвентарём (огнетушители, лопаты, ломы, ведра, ящики с песком).

Сотрудники в обязательном порядке проходят противопожарный инструктаж для допуска к работе, а также получают спецодежду, которая изготавливается из наиболее огнестойких материалов.

5.3 Экологическая безопасность

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

Охрана атмосферного воздуха

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

Мероприятиями по защите от выбросов загрязняющих веществ являются: установка прокладок на фланцевых соединениях оборудования; соблюдение нормативов выбросов вредных веществ при эксплуатации стационарного оборудования; утилизация добываемого попутного нефтяного газа.

Охрана гидросферы

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

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

Охрана литосферы

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

При разливе нефти на поверхности земли с возможным попаданием её в водоисточники, она должна быть убрана техническими средствами и утилизирована. На загрязненном участке земли должно быть проведено работы по сбору или нейтрализации загрязнений с последующей рекультивацией земли. В случае разлива реагентов через соединения трубопроводов необходимо немедленно остановить дальнейшие работы по закачке их в скважину, снизить давление до атмосферного, принять меры по предотвращению утечек реагента, засыпать песком, произвести повторную опрессовку нагнетательных трубопроводов агрегата и возобновить закачку.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, согласно ГОСТ Р 22.0.01-2016, при проведении производственных работ могут иметь природный, биологический, социальный, экологический или техногенный характер [38].

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

1. Природного характера: лесные и торфяные пожары, паводковые наводнения, ураганы, метели, снежные заносы, аномально низкие температуры в зимний период.
2. Техногенного характера: взрывы, пожары, выброс газа и розлив нефти в окружающую среду, загазованность территории,

поражение людей продуктами сгорания, порыв технологических трубопроводов, прорыв лишнего объёма закачки в скважину.

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

Для предотвращения чрезвычайной ситуации необходимо: проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов; размещать потенциально опасные звенья технологической линии в герметичных отсеках производственного здания; разделять отдельные части технологического оборудования несгораемыми перегородками; предусматривать резервное электропитание для всех звеньев технологической линии; оперативно блокировать работу агрегатов и оборудования при возникновении потенциально опасных аварийных ситуаций; использовать надёжное и современное противовыбросное оборудование для герметизации устья скважины.

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

Выводы по разделу

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В связи переходом многих месторождений в позднюю стадию разработки проблема образования АСПО приобретает более серьезные масштабы. Не для кого не секрет что в современном мире, одна из наиболее важных проблем, по добычи нефти, является отложение АСПО. Как правило, оно затрудняет добычу нефти, что способствует к большим расходам. Одной из мер по повышению работоспособности скважин и увеличение межремонтного периода работы установок - является борьба с АСПО.

В дипломной работе были рассмотрены способы и методы предупреждение и удаление с отложениями парафинов, смол и асфальтенов, а также предложение технологический решений, позволяющих решить задачу управления АСПО.

В работе было проведено исследование по внедрению технологии по борьбе с парафиноотложениями, управляемый электропрогрев скважин. Данная технология представляет собой греющий кабель, который используется в разных местах наземного и погружного оборудования. Применение управляемого электропрогрева скважин позволяет полностью отказаться от таких установок для депарафинизации скважин как скребки, от дополнительных методов борьбы с парафином, как обработка горячей нефтью и закачка химических реагентов.

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.

Тем не менее, известные к настоящему времени способы предотвращения образования АСПО в нефтяном оборудовании не позволяют полностью решить проблему и необходимость удаления отложений остается актуальной.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Галикеев И.А. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях: Учебное пособие. / И.А. Галикеев, В.А. Насыров, А.М. Насыров, - М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 356 с.
2. Влияние отложения в пласте твердых парафинов на фазовое состояние нефтей в процессе разработки месторождений // Петрова Л.М., Форс Т.Р., Юсупова Т.Н., Мухаметшин Р.З., Романов Г.В. Нефтехимия. 2005. Т.45. №3. С. 189-195.
3. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 170.
4. Малкольм А. Келланд. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли: пер. с англ. яз. 2-го изд.; под ред. Л.А. Магадовой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2015. – 608 с.: ил.
5. Современные технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти и оценка эффективности их применения: учебное пособие / Д. Г. Антониади, А. М. Гапонекко, Г. Т. Вартумян, Ю. Г. Стрельцова; ГОУ ВПО «КГТУ». – Краснодар: Издательский Дом – Юг. 2011. – 420 с.
6. Зозуля, Г. П. Осложнения и аварии при эксплуатации и ремонте скважин: учебное пособие / Г. П. Зозуля, А. В. Кустышев, В. П. Овчинников. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. - 372 с. – Текст: электронный // Лань: ЭБС. – URL: - <https://e.lanbook.com/reader/book/28313/#1> (дата обращения 15.05.20210).
7. Углеводородный состав и структурные характеристики смол и асфальтенов нефтяных нефтей севера Западной Сибири / Г.С. Певнева, Е.А. Фурсенко, Н.Г. Воронецкая, М.В. Можайская, А.К. Головкин, И.И. Нестеров, В.А. Каширцев, Н.П. Шевченко // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 3-4. – С. 522-532.
8. Кузнецова. В. М. Изменение качества нефти в зависимости от содержания парафинов, смол и асфальтенов / В. М. Кузнецова, Д. И. Петров. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2017. — № 4 (138). — С.

103-105. — URL: <https://moluch.ru/archive/138/38700/> (дата обращения: 18.05.2021).

9. Красноярова Н.А. Распределение вязких и парафинистых нефтей по площади и разрезу отложений юго-востока Западной Сибири / И. Г. Яценко, О. В. Серебренникова. // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 2. – С. 70–79. – URL: http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/5436/1/bulletin_tpu-2015-326-2-08.pdf (дата обращения: 18.05.2021).

10. Удаление асфальто-смолистых веществ и парафина из нефтепроводов / Н.Г. Хохлов, Р.Р. Вагапов, З.М. Шагитов, А.С. Мустафин / НГДУ «Южарланнефть» // Нефтяное хозяйство. 2006. № 1. С. 110-111.

11. Апасов Т.К. Примененние магнитных активаторов для борьбы с отложениями АСПО, солей и коррозией / Т.К., Апасов, Г. Т. Апасов, А.В. Саранча // ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», г. Тюмень, Российская Федерация. – URL: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_24920925_90635201.pdf (дата обращения: 25.05.2021)

12. Новые технологии нефтегазодобывающей отрасли / Издание «Точка Опоры» ООО «Альмега». – Текст: электронный // Российский деловой журнал – 2009. – 10 декабрь. - <https://www.to-inform.ru/index.php/arkhiv/item/novie-tehnologii-neftegazodobyvaushey-otrasli> (дата обращения 27.05.2021)

13. 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.

14. Гимаев, Р. Г. Прогнозирование процесса запарафинивания магистральных нефтепроводов [Текст] / Р. Г. Гимаев. – Уфа. – 1998. – С. 154-155.

15. Смолянец А.Г. Выбор реагентов для борьбы с отложениями в добыче нефти по результатам лабораторного тестирования / А.Г. Смолянец, Е.Ф. Телин. Л.А. Мамлеева – Нефтепромысловое дело, 1995. – 74-77 с.
16. Шикунов Р.А. Методы борьбы с АСПО. – Самара, СГТУ // Статья. URL:https://www.elibrary.ru/download/elibrary_44793940_85530679.pdf (дата обращения: 30.05.2021)
17. Халматова Н. Г. Расчёт термокислотной обработки забоя скважин // International Scientific and Practical Conference World science. – ROST, 2017. – Т. 2. – №. 4. – С. 52-57.
18. Ахметшина И.З. Механизм образования отложений солей в нефтяном оборудовании / И.З Ахметшина, В.П. Максимов, Н.С. Маринин – Нефтепромысловое дело. 1982.№ I
19. Ибрагимов Н.Г. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа: Учебное пособие / Н.Г Ибрагимов, В.Н Артемьев. и др. Под редакцией доктора технических наук профессора Ю.Н. Захарова. – М.: Изд-во МГОУ, 2005. – 243с.
20. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа / И. Т. Мищенко – М.: Изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ», 2008. – 296 с.
21. Научно-Производственная компания Автоматизированные Системы нагрева: официальный сайт. – Омск. – URL: <http://www.npk-asn.ru/borba-aspo> (дата обращения: 10.06.2021). – Текст: электронный.
22. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.
23. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
24. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.
25. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

26. Трудовой кодекс – ТК РФ – Глава 18, ст. 109. Специальные перерывы для обогрева и отдыха.
27. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
28. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.
29. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартинформ, 1990. – 20 с.
30. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
31. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
32. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
33. ГОСТ 25215-82 Сосуды и аппараты высокого давления. Обечайки и днища. Нормы и методы расчета на прочность.
34. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
35. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
36. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания. Строительные нормы и правила.
37. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.
38. ГОСТ Р 22.0.01-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения.