

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
Применение комплексных методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в процессе эксплуатации объектов добычи нефти на месторождениях Западной Сибири

УДК 622.276.72(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Денисюк Сергей Владимирович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Гасанов Магеррам Али оглы	д-р экон. наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

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

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

_____ Ю.А. Максимова
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г1	Денисюк Сергей Владимирович

Тема работы:

Применение комплексных методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в процессе эксплуатации объектов добычи нефти на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 118-11/с от 28.04.2022 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2022 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ месторождению Каспийского моря, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Структура, состав и свойства асфальтосмолопарафиновых отложений; основные факторы и механизм формирования АСПО; технологии предотвращения и удаления АСПО; анализ методов, применяемых на месторождениях Западной Сибири; финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

Раздел	Консультант
1. Предпосылки возникновения асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче нефти	Чеканцева Л.В.
2. Анализ методов и технологий борьбы с АСПО	
3. Технологии борьбы с АСПО на месторождениях Западной Сибири	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Гасанов М.А.
5. Социальная ответственность	Авдеева И. И.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Предпосылки возникновения асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче нефти	
2. Анализ методов и технологий борьбы с АСПО	
3. Технологии борьбы с АСПО на месторождениях Западной Сибири	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.04.2022 г.

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			29.04.2022 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Денисюк Сергей Владимирович		29.04.2022 г.

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: бакалавр
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2021 /2022 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2022 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.05.2022	Предпосылки возникновения асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче нефти	20
04.05.2022	Анализ методов и технологий борьбы с АСПО	10
20.05.2022	Технологии борьбы с АСПО на месторождениях Западной Сибири	20
27.05.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
28.05.2022	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Обозначения, определения и сокращения

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

УЭЦН – установка электроприводного центробежного насоса

АСВ – асфальто-смолистые вещества

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ПУ – парафиновые углеводороды

ДВ – дистиллированная вода

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ПЗП – призабойная зона пласта

МРП – межремонтный период

УПС – установка прогрева скважин

ПЭД – погружной электрический двигатель

МОП – межочистной период

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа

АСК – асфальто-смолистые компоненты

АМС – активатор магнитный скважинный

ПАВ – поверхностно-активные вещества

БДР – блок дозирования реагентов

УДР – установка дозирования реагентов

АДПМ – агрегат депарафинизации скважин

ППУ – передвижная парогенераторная установка

СВЧ – сверхвысокочастотный

ШГН – штанговый глубинный насос

СПКУ – специальное погружное кабельное устройство

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 88 страниц, в том числе 23 рисунка, 29 таблиц. Список литературы включает 40 источников.

Ключевые слова: асфальтены, парафины, смолы, месторождение, асфальтосмолопарафиновые отложения, кристаллизация парафинов, методы борьбы с АСПО, ингибиторы, предотвращение, удаление.

Объектом исследования является технология борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями при эксплуатации скважин на месторождениях Западной Сибири.

Цель работы – анализ комплексных методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями при эксплуатации объектов добычи нефти.

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были рассмотрены общие сведения об АСПО, механизм формирования и факторы, влияющие на образование АСПО. Приведено описание существующих технологий по борьбе с АСПО, в частности методов борьбы, применяемых на месторождениях Западной Сибири.

В результате исследования выявлены наиболее эффективные технологии по предотвращению и удалению асфальтосмолопарафиновых отложений на объектах добычи Западной Сибири. На основании результатов исследований сделан вывод об эффективности применяемых методов борьбы в геолого-технических условиях Западной Сибири.

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

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ПРЕДПОСЫЛКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ	11
1.1 Состав и свойства АСПО	11
1.2 Причины и механизм образования асфальтосмолопарафиновых отложений	15
1.3 Факторы, влияющие на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений	17
1.4 Компонентный состав нефти месторождений Западной Сибири	22
2 АНАЛИЗ МЕТОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С АСПО	25
2.1 Применение защитных покрытий	25
2.2 Физические методы.....	28
2.3 Промывка скважины для очистки от АСПО	33
2.4 Химические методы	36
2.5 Механические методы	43
3 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСПО НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	46
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	56
4.1 Потенциальные потребители разработки	56
4.2 Анализ конкурентных технических решений	56
4.3 Оценка коммерческого потенциала и перспективности работ по депарафинизации оборудования скважин химическими методами	58
4.2 Расчёт продолжительности выполнения работ.....	62
4.3 Расчёт бюджета проведения закачки ингибитора	63
4.3.1 Расчет амортизационных отчислений.....	64
4.3.2 Расчет материальных затрат	64
4.3.3 Расчет заработной платы.....	65
4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды	66

4.3.5 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта.....	66
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	71
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	71
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	71
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	72
5.2 Производственная безопасность.....	72
5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия	78
5.3 Экологическая безопасность.....	80
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	81
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	84
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:	86

ВВЕДЕНИЕ

Западная Сибирь является крупнейшим нефтегазоносным и нефтегазодобывающим районом России и мира. Условия добычи на месторождениях Западной Сибири можно охарактеризовать как сильно осложненные в силу присутствия коррозии, асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), отложений солей, возможности гидратообразований. В представленной работе рассмотрена проблема образования АСПО при добыче нефти.

Отложения АСПО уменьшают проходное сечение оборудования, увеличивают вероятность выхода погружного оборудования из строя и, как следствие, аварийных ситуаций.

Корректный выбор комплекса мероприятий, направленных на борьбу с асфальтосмолопарафиновыми отложениями позволяет увеличить межремонтный период скважин, а также предупредить выпадение отложений в технологическом оборудовании добывающего фонда.

Целью данной квалификационной работы является анализ технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, применяемых в процессе эксплуатации объектов добычи нефти на месторождениях Западной Сибири.

В связи с целью были поставлены следующие задачи:

1. Обосновать причины, условия и процесс выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений;
2. Провести анализ компонентного состава нефти на объектах добычи Западной Сибири;
3. Привести существующие технологии предупреждения и борьбы с АСПО и произвести оценку результативности их применения;
4. Отметить наиболее перспективные для Западно-Сибирского региона технологии борьбы с АСПО и рассмотреть пути их совершенствования.

1 ПРЕДПОСЫЛКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

1.1 Состав и свойства АСПО

При понижении температуры потока нефти до температуры парафинообразования нефти происходит запарафинивание оборудование, вследствие чего растёт риск выхода оборудования из работоспособного состояния. Потери тепла происходят вследствие выделения летучих компонентов из нефти, а также ввиду теплообменных процессов потока со стенками трубопровода и технологического оборудования.

При отложении АСПО на стенках трубопровода они становятся центром для коагуляции диспергированных в нефти частиц и способны образовывать плотные отложения, затруднительные для удаления. На процесс образования АСПО в значительной мере влияет состояние поверхности оборудования, с которым контактирует поток, а именно материал, степень шероховатости и наличие коррозионных процессов.

Для обоснования технологии борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями необходимо произвести комплексную оценку физико-химических свойств и природы этих отложений.

Структура АСПО представлена смесью тяжёлых высокомолекулярных компонентов нефти, по внешним параметрам отличающуюся высокой степенью густоты и темным окрасом. Состав АСПО можно в упрощённом виде представить двумя группами компонентов – это асфальтосмолистые вещества (АСВ), содержание которых доходит до 20-40 % масс. и парафины (20-70 % масс). В составе также присутствуют взвешенные твёрдые частицы и силикагелевые смолы [1].

Наибольшее массовое содержание в структуре АСПО приходится на парафины. Особенностью парафинов является то, что в пластовых условиях данные компоненты растворены в нефти, но в поверхностных условиях

возможно их отложение, в том числе на поверхности погружного оборудования, в НКТ и другом технологическом оборудовании. Сами по себе парафины представлены смесью предельных углеводородов, по внешнему виду – густой субстанцией.

Согласно ГОСТ 11851-85 [2] в зависимости от содержания парафинов нефть классифицируют на:

- малопарафиновую – менее 1,5% по массе.;
- парафиновую – от 1,5 до 6% ;
- высокопарафиновую – более 6%

Парафин не взаимодействует с кислотами, щелочами и многими другими химическими веществами. Структура парафина линейна. Его химическая формула C_nH_{2n+2} , где n находится в пределах 16..64. Растворяется парафин в алифатических, нафтеновых и ароматических углеводородах. Для катализа в растворители добавляют ПАВ с гидроксильными, аминными, эфирными и нитро-группами (легкий бензин, бензол, ацетон, этиловый эфир и т.д.). Температура плавления парафина в стандартных условиях составляет 45-65 °С [3].

Первая подгруппа компонентов АСПО – асфальтосмолистые вещества, представленные высокомолекулярными компонентами нефти. АСВ не имеют однозначной структуры и в зависимости от состава могут представлять собой соединения различной формы. Углеводородная часть асфальтосмолистых веществ составляет 80-95% всей молекулы, оставшиеся 15-20 % приходятся на O_2 , N_2 , серу и некоторые металлы. Компоненты АСПО представлены на рисунке 1.1.

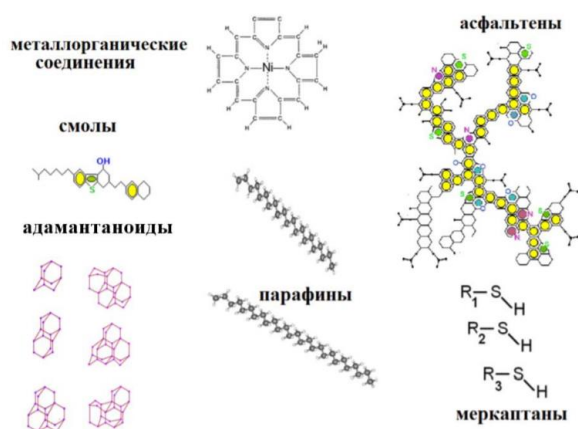


Рисунок 1.1. – Высокомолекулярные компоненты АСПО

По внешнему виду асфальтосмолистые вещества представляют собой густое вещество темного цвета. Структура асфальтосмолистых веществ представлена разветвленными цепочками с относительной молекулярной массой 500-1200. АСВ обладает реактивной природой и является стабилизатором водонефтяных эмульсий [4].

Составными компонентами АСВ являются – смолы и асфальтены. Рассмотрим подробнее их свойства.

Смолы – вещества темного окраса, обладающие низкой подвижностью (иногда практически нулевой) и высоким сопротивлением текучести. Молекулярная масса смолистых компонентов колеблется в пределах от 600 до 1000. Смолы высоко реактивны и при тепловом или химическом воздействии (даже незначительном) подвергаются окислению, после чего конденсируются, становясь асфальтенами.

Асфальтены обладают еще большей по сравнению со смолами молекулярной массой, что обусловлено большим содержанием гетероатомов, в связи с чем их характерными физическими свойствами являются высокая плотность (более 1140 кг/м³) и высокая молекулярная масса (от 2000 до 4000).

Ввиду высокой реактивности асфальтенов они склонны к комплексообразованию с хлоридами металлов и ортофосфорной кислотой. Отгонка асфальтенов из нефти возможно благодаря ее склонности

растворяются в бензоле, циклогексане, сероуглероде и прочих органических растворителях, и нерастворимости в низших алкановых углеводородах.

Асфальтены не склонны к плавлению. При повышении температуры ниже 300°C увеличивается их текучесть, при дальнейшем увеличении температуры они переходят в кокс, затем – в газ.

В таблице 1.1 представлены типы АСПО, классифицированные по соотношению основных компонентов: асфальтенов (А), парафинов (П) и смол (С).

Таблица 1.1 – Классификация асфальтосмолопарафиновых отложений [5]

Тип АСПО	Подтип АСПО (вид)	Отношение содержания парафинов (П) к сумме смол (С) и асфальтенов (А) $\frac{П}{С+А}$	Содержание механических примесей, %
Асфальтеновый (А)	А ₁	< 0,9	< 0,2
	А ₂	< 0,9	0,2 - 0,5
	А ₃	< 0,9	> 0,5
Смешанный (С)	С ₁	0,9 - 1,1	< 0,2
	С ₂	0,9 - 1,1	0,2 - 0,5
	С ₃	0,9 - 1,1	> 0,5
Парафиновый (П)	П ₁	> 1,1	< 0,2
	П ₂	> 1,1	0,2 - 0,5
	П ₃	> 1,1	> 0,5

На основании данных о соотношении компонентов можно определить тип отложения и на основании химических свойств каждого типа осуществить подбор наиболее эффективных методов борьбы.

Основными характеристиками асфальтосмолопарафиновых отложений являются температура плавления и адгезионные свойства, зная которые можно оценить склонность АСПО к сцеплению с поверхностью оборудования и определить оптимальный температурный режим. Высокая температура плавления говорит о преобладании в составе нефтяного потока высокомолекулярных соединений.

Плотность нефти с высоким содержанием парафинов значительно ниже, чем плотность с преобладанием компонентов АСВ.

Адгезионные свойства оцениваются экспериментальным путем методом «холодного стержня», в ходе которого устанавливается температура застывания и увеличения вязкости.

Для прогнозирования отложений АСПО используются показатели оптической плотности и преломления, однако их применяют лишь в тех случаях, когда остальные показатели определить невозможно.

1.2 Причины и механизм образования асфальтосмолопарафиновых отложений

Инициация процесса отложения АСПО зачастую происходит ввиду выпадения парафинов из потока нефти, поэтому существует такое понятие как «парафинизация». Выпадение парафина происходит вследствие падение растворяющей способности нефти, что в свою очередь происходит под влиянием изменения термобарических условий.

Среди основных причин парафинизации можно выделить:

- скорость потока нефтяной смеси;
- физические свойства нефти, молекулярная масса и плотность;
- давление в трубопроводе, давление насыщенных паров, содержание растворенных газов;
- разгазирование нефти;
- изменение температурного режима ниже температуры плавления парафина;
- состояние поверхности оборудования и адгезионные свойства потока нефти.

Стадии выпадения АСПО согласно В.П. Тронову заключаются в [3]:

- возникновении радиального температурного градиента;
- образовании градиента концентрации растворенного парафина;
- движении растворенных молекул парафина к стенке трубы (молекулярная диффузия);
- кристаллизации частиц парафина на стенке трубы.

Молекулы асфальтенов обладая высокой молекулярной массой находятся в потоке в сильно раздробленном виде, однако при определенных условиях способны стать центром агрегации смолистых веществ – образуются асфальтеносмолистые вещества (АСВ). При подходящем температурном режиме ($T < T_{\text{пар}}$) парафиновые хлопья стремятся к образованным АСВ – происходит образование АСПО [4, 5]. В среднем по Западной Сибири температура парафинообразования не превышает $T_{\text{пр}} = 25\text{-}35^\circ\text{C}$. $T_{\text{пр}}$ зависит от компонентного состава нефти, давления и прочих факторов, следовательно является индивидуальным показателем, определяемым в лабораторных условиях.

Изменение термобарических условий (снижение температуры и давления) сопровождается агрегацией парафинов на поверхности АСВ не только в объеме нефти, но и на уже образовавшихся на поверхности оборудования отложениях (рисунок 1.2). Для замедления процессов образования АСПО необходимо обеспечить температуру потока ниже температуры парафинообразования. Значительный рост отложений обеспечивается при подъеме нефти по стволу добывающих скважин, вследствие чего слой АСПО образует плотный слой увеличивающийся по направлению подъема нефти.

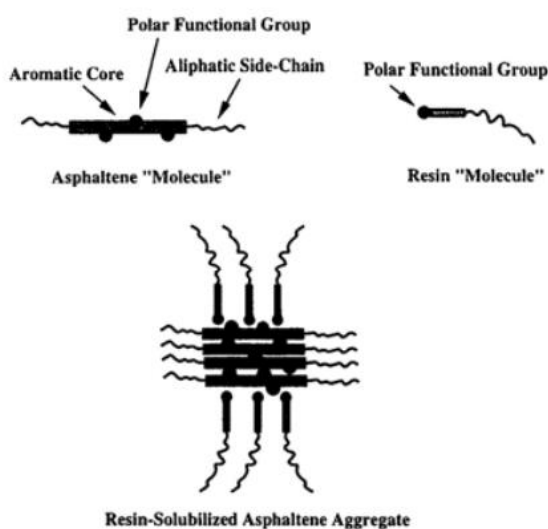


Рисунок 1.2 – Процесс агрегации АСПО за счет взаимодействия асфальтенов и смол [6]

Было выяснено, что в отдельности парафины не способны образовывать отложения, вызывающие затруднения при добыче нефти и наибольшее влияние оказывает процесс их агрегации с асфальтосмлистыми веществами. Они выступают в качестве центров концентрирования и цементирующего вещества.

На выбор эффективных методов борьбы с АСПО влияет множество факторов, среди которых компонентный состав нефти, скорость подъема и температурный режим играют наиболее важную роль.

1.3 Факторы, влияющие на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений

Причинами образования асфальтосмолопарафиновых отложений являются:

- высокое содержание парафина в нефти повышает температуру насыщения нефти парафином и увеличивает массу кристаллического парафина ниже этой температуры;
- пониженная температура движущегося по подъемному оборудованию потока нефти близкая к температуре кристаллизации парафина;
- изменение температурного режима потока в НКТ ввиду разгазирования нефти;
- низкая скорость подъема нефти, которая сопровождается постепенным снижением температуры потока при подъеме;
- низкая теплоемкость потока. Как правило, большей теплоемкостью обладают более обводненные нефти, следовательно, обводненная продукция скважин меньше склонна к образованию отложений на поверхности глубинного оборудования.

Отложение парафина на поверхности оборудования зависит от скорости подъема нефти, а также шероховатости поверхности и наличия коррозионных процессов [2]. При скорости потока более 6,5 м/с

парафиновые отложения уносятся потоком с внутренней поверхности НКТ, при недостаточной скорости подъема происходит активное образование отложений.

Согласно статистическим данным наиболее склонны к образованию АСПО нефти 0-2 типа (плотность 810-860 кг/м³) с содержанием парафина порядка 1,5 до 8 % масс. и содержанием смол до 8 % масс. Кроме того, на объектах Западной Сибири при дебите менее 50 т/сут и массовом содержании воды менее 45% чаще встречаются проблемы с отложениями АСПО, чем на других объектах добычи.

Рассмотрим подробнее факторы, влияющие на отложения АСПО.

Компонентный состав нефти. Основной вклад в образование асфальтосмолопарафиновых отложений вносят парафины. Они являются представителями метанового ряда, следовательно, наименее подвержена влиянию проблемы АСПО нефть с высоким содержанием нафтеновых и ароматических углеводородов. Нефть является растворителем парафинов, следовательно, от компонентного состава нефти зависит ее растворяющая способность [7]. Было установлено, что чем больше в нефти фракций, выкипающих до 350°С, тем более склонна нефть к образованию асфальтосмолопарафиновых отложений. Основным фактором образования АСПО являются асфальтосмолистые вещества, которые притягивают парафины из объема нефти и оказывают влияние на агрегативную устойчивость отложений являясь цементирующим веществом. При содержании асфальтенов в нефти более 5% масс процессы образования АСПО затормаживаются.

Молекулы парафина агрегируя с АСВ образуют точечные зародыши, неспособные к образованию сплошной кристаллической решетки. Смолы в свою очередь взаимодействуя с парафином склонны к образованию линейных структур, что способствует их сцеплению с поверхностью глубинного оборудования. Таким образом, действие смол и асфальтенов на

парафины противоположно и возможность образования АСПО характеризуется соотношением этих компонентов.

Установлено, что с увеличением содержания асфальтосмолистых веществ в нефти уменьшается содержанием парафинов, что влияет на температуру насыщения нефти парафином. То есть, с ростом содержания смолистых веществ увеличивается температура насыщения, а с ростом асфальтеновых веществ – температура уменьшается. Помимо этого, наличие в компонентном составе механических примесей и других взвешенных частиц также оказывает большое влияние на процесс образования отложений АСПО.

Обводненность. В одной из работ [8] было изучено влияние содержания воды в нефти на склонность к парафинообразованию. Согласно исследованию, с увеличением содержания воды уменьшается интенсивность образования асфальтосмолопарафиновых отложений. Данное явление объясняется изменением таких свойств как теплоемкость и адгезия. При высокой обводненности снижаются адгезионные свойства потока нефти. Кроме того, вода обладает высокой теплоемкостью, следовательно, будет обеспечивать сохранение температуры потока при подъеме, чем снижает вероятность образования нежелательных отложений.

Условия добычи. Подъем пластового флюида по скважине сопровождается изменением значений давления. В призабойной области создается градиент давлений, распространяющийся в радиальном направлении. С изменением давления происходит смещение термодинамического равновесия флюида в сторону увеличения объема газа. Превышение давления насыщения нефти газом над давлением на забое приводит к разгазированию нефти, что, в свою очередь, приводит к росту вероятности выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений. Данное явление может наблюдаться не только в добывающей скважине, но и во всем

пласте, так как термодинамическое равновесие флюида может быть нарушено в любом месте системы.

Градиент температур. Причиной возникновения градиента температур в подъемном оборудовании являются теплообменные процессы между добываемым флюидом и НКТ, а также между НКТ и горной породой. Образуется градиент температур при котором температура потока уменьшается от центра к стенкам, вследствие чего на стенках происходит отложение АСПО. При этом чем больше разница температур поднимаемого флюида и окружающей среды, тем интенсивнее процесс парафиноотложения. Наибольший риск возникновения АСПО на стенках НКТ и выкидных линиях наблюдается в холодное время года, так как разница температур достигает максимальных значений. Наиболее интенсивно процесс отложения АСПО происходит в начале и по мере увеличения мощности слоя интенсивность снижается.

Скорость потока. Интенсивность парафинообразования также в значительной степени зависит от скорости подъема нефти из скважин. При достаточной скорости пластового флюида уменьшается градиент температур, однако происходит выделение летучих компонентов из нефти. Увеличение касательного динамического напряжения сдвига на стенках труб со срывом частиц АСПО одновременно интенсифицирует массопередаточные процессы за счет переноса большего количества нефти в единицу времени к растущим на поверхности отложениям [6,9]. Поэтому для предупреждения интенсивного парафинообразования подъем пластового флюида происходит при оптимальной скорости.

Поверхность промышленного оборудования. Качество и состояние поверхности технологического оборудования также оказывают влияние на образование АСПО. При высокой шероховатости и наличии несплошностей на внутренней поверхности НКТ происходят активные процессы адгезии отложений. В области неровностей образуются завихрения потока, где

наблюдаются наименьшие скорости потока. Как следствие в этих областях происходит разгазирование потока и выпадение парафина, происходит интенсивное парафиноотложение. На интенсивность выпадения АСПО влияют гидрофильные свойства материала НКТ: чем выше гидрофильные свойства, тем меньше вероятность образования АСПО. Гидрофильность зависит от полярности материала и влияет на адгезионные свойства. Стекло обладает самой высокой полярностью, соответственно у неё самая низкая интенсивность образования АСПО. Полиэтилен в связи со строением схожем с предельными углеводородами нормального ряда обладает высокой интенсивностью образования ПУ. То есть для обеспечения минимальной адгезии необходимо выбирать материал оборудования с наибольшей полярностью и низкой шероховатостью. Кроме того, при таких условиях будет наблюдаться наименьшая оптимальная скорость подъема при которой интенсивность парафиноотложений будет минимальна.

Присутствие примесей. Существенное влияние на процесс образования отложений оказывают частицы механических примесей и образующиеся в объеме нефти микропузырьки газа, а также электрокинетические явления, магнитоэлектрические свойства дисперсной фазы в нефти.

В отсутствие в потоке механических примесей образование отложений происходит путем адгезии, то есть под действием межмолекулярных сил. Когда в потоке присутствуют твердые частицы, начинают действовать силы когезии и адсорбции, то есть растет влияние явлений, связанных с поверхностными электрическими зарядами.

Воздействие на пласт. Все механические и химические воздействия в призабойной зоне (бурение, кислотная обработка ПЗП, ГРП) также оказывают влияние на отложение АСПО, так как эти воздействия влияют на термобарические условия и равновесие системы.

При добыче нефти происходит естественное истощение залежи, при котором уменьшается пластовое давление. Как известно, значение начального пластового давления ниже давления насыщения, следовательно, для максимального отложения асфальтенов необходимо, чтобы пластовое давление увеличилось до давления насыщения. Тяжелые нефти в свою очередь способны растворять большее количество асфальтенов, следовательно, проблем с выпадением не возникает.

Методы увеличения нефтеотдачи, применяемые для интенсификации притока, подразумевают закачку жидких и газообразных рабочих агентов с целью поддержания давления в пласте. Следовательно, давление может достичь значений давления насыщения и увеличивается вероятность выпадения асфальтенов. Наибольший вред оказывают отложения на поверхности породы, так как они снижают фильтрационно-емкостные свойства. Кроме того, они могут находиться во взвешенном состоянии в объеме нефти и образовывать отложения уже при подъеме нефти на поверхности НКТ.

1.4 Компонентный состав нефти месторождений Западной Сибири

Огромная доля добываемой в стране нефти приходится на месторождения Западной Сибири (более 65%). Крупнейшие по добыче месторождения сосредоточены на территории таких регионов как: Томская область, Омская и Новосибирская область, ХМАО-Югра, Ямало-Ненецкий автономный округ.

Отличительной особенностью нефти Западно-Сибирского нефтегазоносного региона является повышенная вязкость. Для обобщенной характеристики состава были рассмотрены образцы нефти с некоторых месторождений, представленных в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Физико-химические свойства нефти некоторых месторождений Западной Сибири

Характеристика	Месторождение		
	Русское	Барсуковское	Пангондинское
Плотность, кг/м ³	937	886	918
Вязкость при 20°C, мм ² /с	433	25,6	66,5
Содержание, % масс.			
– серы	0,31	0,53	-
– парафинов	1,70	2,40	-
– насыщенных УВ	42,08	47,06	50,50
– ароматических УВ	37,79	38,17	39,68
– смол	19,31	14,09	9,42
– асфальтенов	0,83	0,68	0,40

В таблице 1.3 приведены средние значения свойств нефти месторождений Западной Сибири, рассчитанные на основе выборки образцов с наиболее крупных месторождений (Быстринское, Восточно-Сургутское, Герасимовское, Вынгинское, Мамонтовское, Приобское, Федоровское, Русское, Южно-Толумское, Тепловское, Урманское), а также средние параметры в целом по стране.

Таблица 1.3 – Средние параметры нефти Западной Сибири и России

Показатель	Значение	
	Западная Сибирь	В целом по стране
Плотность, кг/м ³	890	910
Содержание серы, % масс.	1,31	2,29
Содержание парафинов, % масс.	4,29	3,58
Содержание смол, % масс.	10,68	17,26
Содержание асфальтенов, % масс.	2,44	4,56
Фракция н.к. 200°C, % масс.	14,59	13,87
Фракция н.к. 300°C, % масс.	31,85	30,37
Фракция н.к. 350°C, % масс.	39,62	38,27

Анализируя таблицу 1.3 можно отметить, что нефть Западной Сибири является в среднем высоковязкой, тяжелой, сернистой, среднесмолистой. По сравнению с высоковязкой нефтью других регионов страны, для Западной Сибири отличительной особенностью является меньшее содержание смол и асфальтенов, однако большее содержание парафинов. По распределению углеводородных компонентов нефть относится к нафтеновым [8].

Рост содержания парафиновых компонентов в составе пластового флюида сопровождается затруднениями в переработки нефти ввиду

снижения выхода фракций, выкипающих до 350°C. Среди месторождений Западной Сибири характерный состав нефти включает низкое серосодержание, малое содержание асфальтенов и смол, что сопровождается низкой плотностью и вязкостью смеси.

Согласно статистическим данным средний состав нефти Западной Сибири включает содержание серы до 0,4%. На некоторых крупных месторождениях (Майское, Фестивальное, Южно-Фестивальное) нефть является высоковязкой и парафинистой. Для Майской группы месторождений (Майское, Южно-Майское, Западно- и Восточно-Майское месторождения) характерна среднепарафинистая и парафинистая нефть с низким содержанием асфальтенов и смол. Средний состав нефти для представленных месторождений представлен в таблице 1.4 [9].

Среди нефти Западной Сибири наибольшей вязкостью обладает нефть Томской области с наиболее высокими значениями пластовой температуры и давления, которой характерно высокое содержанием серы, асфальтенов, смол и парафинов.

Таблица 1.4 – Физико-химические свойства нефти Томской области

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	Содержание парафинов, мас. % Paraffin content, wt. %
				20	50		
				°C			
Майское Mayskoe	Ю ₁₅	следы	794,0	4,8	1,7	4,5	7,21
	Ю ₁₄₋₁₅ , Ю ₁₁	traces	798,5	7,3	2,1	8,4	5,11
	Ю ₁ ¹⁻⁴	0,34	845,0	28,2	5,9	7,6	7,86
	Ю ₁₄₋₁₅	следы	796,0	12,6	2,0	1,7	3,35
Южно-Майское Yuzhno-Mayskoe	Ю ₁₋₃	0,33	837,5	7,5	3,2	-3,4	1,96
Фестивальное Festivalnoe	Палеозой Paleozoic	0,14	828,0	10,9	11,8	26,5	10,90
		следы	816,0	365,9	5,3	16,8	13,42
	Ю ₉	traces	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	следы	834,5	28,7	13,5	16,5	13,90

2 АНАЛИЗ МЕТОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С АСПО

Классификация методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями включает превентивные методы, направленные на прогнозирование и предупреждение отложений АСПО, а также на борьбу с отложениями, образовавшимися на поверхности глубинного оборудования (рисунок 2.1).



Рисунок 2.1 – Классификация современных методов борьбы с АСПО [10]

Подбор наилучших технологий для борьбы с отложениями АСПО основывается на физико-химических свойствах нефти, технологических и экономических факторах. Для наибольшей эффективности при борьбе с нежелательными отложениями необходимо учитывать технологию разработки месторождения, состав и свойства пластового флюида.

2.1 Применение защитных покрытий

Качество обработки и наличие повреждений на внутренней поверхности НКТ оказывает значительное влияние на процесс парафиноотложения. Ввиду значительного влияния процесса адгезии на интенсивность образования АСПО была определена наиболее эффективная мера предупреждения образования отложений – применение защитных

гладких полярных покрытий. Среди полярных материалов, перспективных в области предупреждения АСПО можно выделить стекло и стекловидные покрытия (эмаль), эпоксидную смолу и прочие лакокрасочные и порошковые композиции.

Важным критерием для выбора покрытия является его полярность, которая обуславливает его способность к сцеплению с различными частицами, в том числе отложениями АСПО. Выбор оптимального метода борьбы с АСПО осуществляется на основании режима добычи, компонентного состава и физических свойств пластового флюида. Оценка склонности АСПО к отложению на поверхности НКТ осуществляется при помощи специальной установки, на которой измеряется сдвигающее усилие потока нефти. При превышении усилия, выражающегося в тангенциальной нагрузке, над величиной адгезии АСПО с поверхностью происходит смыв отложений, и они уносятся с потоком. Таким образом было выявлено, что некоторые материалы, такие как полиэтилен, фторопласт-4, эбонит и капроны некоторых марок, со временем запарафиниваются с высокой интенсивностью. Широкое применение получают материалы со значением диэлектрической проницаемости материала порядка 5-8 единиц и низкой шероховатости. При таких условиях материал обладает схожими свойствами со стеклом и эпоксидной эмалью, следовательно, для обеспечения наименьшего сцепления асфальтосмолопарафиновых отложений с поверхностью оборудования, материал из которого он состоит должен обладать высокой полярностью.

На этих данных была разработана технология изготовления труб из эмалевого покрытия ЭСБТ-9 на основе стекловидных волокон. Успешное применение таких НКТ было осуществлено на месторождении предприятия ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Результатом введения нового покрытия труб стало увеличение средней наработки более чем в 4 раза с 139 суток до 578 суток [11].

Широкое применение получило покрытие Majorpack, которое использовалась для защиты глубинного оборудования и НКТ не только от парафинообразования, но и от коррозионных процессов. Для защиты поверхности НКТ от коррозии в составе защитного покрытия используются инертные металлы, выполняющие роль протектора в процессе окисления металла оборудования. Протекторная защита наносится методом диффузионного цинкования, поверх которого в качестве барьера наносится полимерный состав с гидрофобными свойствами. Такое покрытие обеспечивает защиту поверхности НКТ от коррозионных процессов и механических повреждений. Применение технологии Majorpack привело к увеличению межремонтного периода на некоторых месторождениях ООО «Лукойл-Западная Сибирь» до более чем 1200 суток.

Среди наиболее популярных защитных покрытий внутренней поверхности НКТ от парафиноотложений можно выделить материалы, представленные в таблице 2.1. Наиболее популярным компонентом является хром, который не получил широкого распространения ввиду высокой стоимости. Широкое применение получили более дешевые материалы (эмаль, эпоксидная смола), которые также обеспечивают достаточно высокие технологические показатели.

Таблица 2.1 – Защитные покрытия для НКТ

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

Защитные покрытия также подбираются с учетом режима разработки продуктивного пласта, а также физико-химических параметров нефти.

2.2 Физические методы

Физические способы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями включают тепловое воздействие на поток с целью обеспечения температуры потока выше температура парафинообразования. Поддержание температуры осуществляется теплообменными процессами между потоком нефти в НКТ и дополнительными источниками тепла, например, греющими кабелями. Наибольшую эффективность метод проявляет при комбинировании с хорошей теплоизоляцией оборудования.

Высокие перспективы среди множества методов борьбы с АСПО на объектах добычи Западной Сибири [6-8] проявляет установка подогрева скважин (УПС) «Фонтан» производства ООО «НЕФТЕСЕРВИС». Различные УПС позволяют поддерживать температурный режим при подъеме нефти по стволу скважины и тем самым снизить вероятность отложения АСПО. Принципиальная схема УПС представлена на рисунке 2.2.

Механизм действия УПС заключается в нагревании потока с помощью нагревательного кабеля, помещаемого в НКТ. Для наибольшей эффективности применения установки длина кабеля подбирается таким образом, чтобы нагревание охватывало зону наиболее вероятного выпадения парафинов.

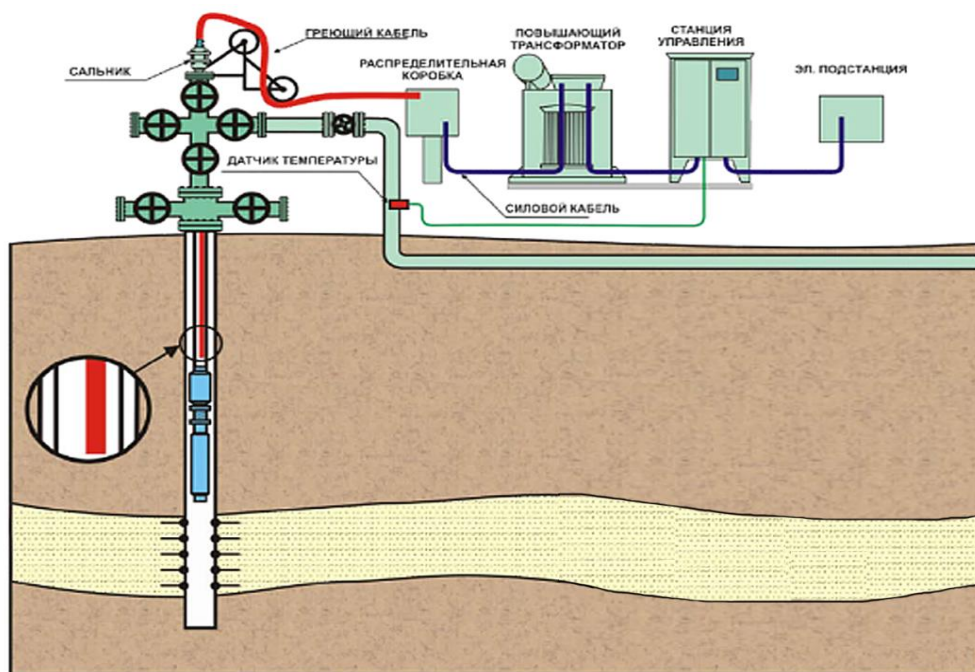


Рисунок 2.2 – Установка прогрева скважин «ФОНТАН»

Преимуществом установки является возможность монтажа в скважинах УЭЦН и УЭВН с ПЭД, фонтанных и газлифтных скважинах. Может использоваться плоский нагревательный кабель, который располагается по наружной поверхности НКТ и применяется во всех типах нефтедобывающих скважин – модификация «ФОНТАН-Н» (рисунок 2.3).

Управление технологическими параметрами установки осуществляется дистанционно.

На объектах добычи Западной Сибири такая установка проявила высокую эффективность и позволила обеспечить решение таких задач:

- УПС как превентивная мера образования отложений углеводородов асфальтенового и парафинового ряда;

- увеличение промежутка времени между двумя плановыми очистками и ремонтами;
- снижение вязкости нефтяной эмульсии при добыче высоковязкой и битумной нефти;
- интенсификация добычи нефти и увеличение времени фактической работы скважин.

Среди недостатков разработки можно выделить капиталоемкость и ресурсоемкость, обуславливающих его высокую стоимость.

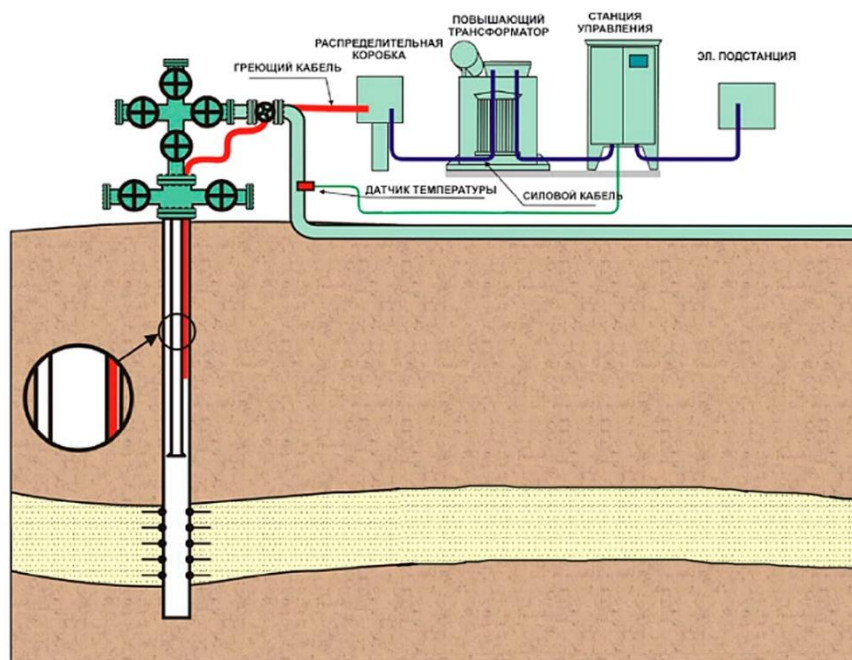


Рисунок 2.3 – Установка прогрева скважин «ФОНТАН-Н»

(нагревательный кабель располагается по наружной поверхности НКТ)

Оценка эффективности установки УПС была произведена путем опытно-промышленных испытаний на Ванкорском месторождении (скв. №822, №524). Обе испытываемые скважины эксплуатирующиеся ЭЦН после спуска нагревательного кабеля показали увеличение дебита: в скважине № 822 на 14 т/сут, в скважине № 524 – на 9 т/сут. Кроме того, прогрев скважин позволил увеличить динамический уровень в скважине на 17 м и увеличить устьевое давление на 0,1 МПа [12].

Также широко используются для защиты от АСПО ленточные греющие кабели во взрывозащищенном исполнении типа ЭНГЛЕх-1-1,7 (30)

220-56,8 или аналогов по ТУ 3442-025-03481263-02 с поверхностной теплоизоляцией асбестовым полотном или стеклотканью (рисунок 2.4).



Рисунок 2.4 – Ленточные электрообогреватели во взрывозащищенном исполнении типа ЭНГЛЕх-1-1,7-(30)-220-56,8

Конструкция кабеля имеет технические характеристики, которые обеспечивают простоту и эффективность эксплуатации. Ввиду того, что кабель находится в стволе скважины в подвешенном состоянии с закреплением на устье и контактирует с пластовым флюидом, он нуждается не только в утяжелителе, но и защитном покрытии. Утяжелитель позволяет расположить кабель в центре потока и не подвергаться колебаниям при подъеме нефти. Если зона возможного отложения парафина более 1000 м, то для утяжеления используют центральный грузонесущий кабель-трос.

Для предупреждения выхода кабеля из строя используются разделенные изолирующими жгутами нагревательные каналы, имеющие индивидуальные полюсы питания.

В последнее время высокую перспективность проявляют магнитные методы борьбы с парафиноотложениями. Магнитная обработка позволяет изменять физико-химические свойства поднимаемой нефти ввиду чего уменьшается взаимодействие парафинов с асфальтосмолистыми веществами. Механизм технологии заключается в перекачке нефти сквозь магнитную раму. При прохождении через раму, компонентный состав нефти остается

постоянным, однако разрушаются природные ферромагнитные микрокристаллы железа в объеме нефти. Как следствие, происходит рост числа центров кристаллизации парафина и смесь становится более устойчивой. Тонкодисперсная устойчивая смесь снижает интенсивность роста отложений АСПО за счет равномерного распределения парафиновых УВ вокруг центров асфальтосмолистых отложений. Отложения, обработанные магнитным полем, выносятся потоком на устье и отделяются от нефти при дальнейшей технологической подготовке.

Для магнитной обработки потока нефти применяются магнитные активаторы типа АМС-73, АМС-60, производимые и используемые ЗАО «Геопромисловые новации» [13], а также камеры по типу МК-200П-40. АМС-73 представляет собой магнитную систему из магнитных колец, помещенных в корпус. На рисунке 2.5 представлен магнитный активатор АМС-73М.

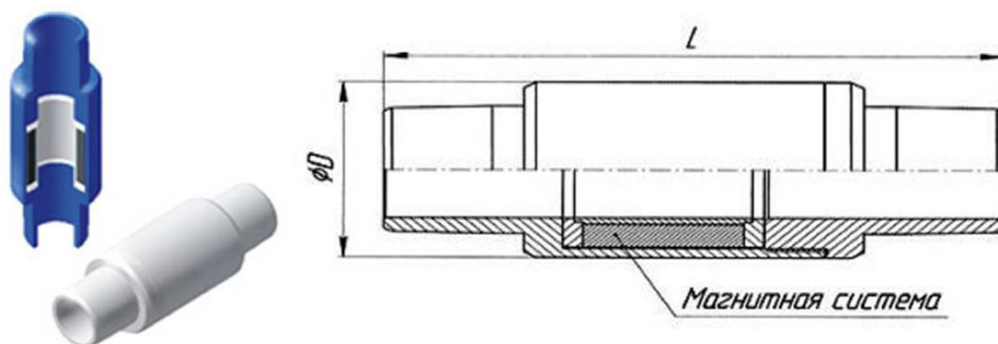


Рисунок 2.5 – Магнитный активатор АМС-73М

При подъеме нефти из пласта с помощью электроцентробежных насосов АМС-73М устанавливаются через 1-2 НКТ от насоса, обратный клапан устанавливается еще через 1 НКТ, затем еще через 1 НКТ устанавливается сливной клапан (рисунок 2.6).

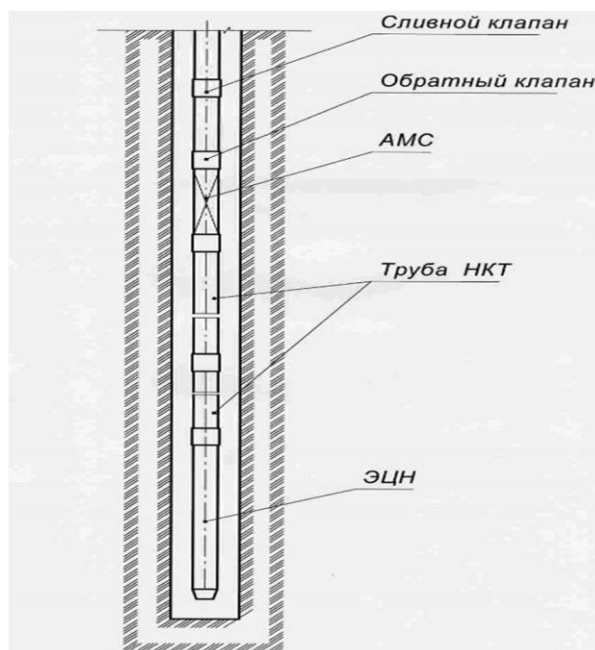


Рисунок 2.6 – Схема установки магнитного активатора в компоновке УЭЦН

Успешное применение магнитной обработки было осуществлено на объектах добычи НГДУ «Сургутнефть». Исходное значение межочистного периода составляло 45 суток, с применением магнитного активатора спустя 47 суток применения активатора трубы НКТ имели чистую внутреннюю поверхность, в итоге испытания МОП увеличился до более чем 5 месяцев.

Магнитная обработка также показала высокие результаты в скважинах с УЭЦН на Кониторовском месторождении. Опытно-промышленные испытания показали увеличение МОП с 21 до 79 суток (в 3 – 8 раз) и увеличение дебита скважин в среднем на 15%.

Таким образом, магнитный метод обработки нефти с целью предупреждения отложений АСПО является простым в эксплуатации, не влияет на компонентный состав и химические свойства нефти, а также не влияет на технологию добычи пластового флюида. Преимуществом технологии является комбинированное воздействие на отложения АСПО и солей, а также на коррозионные процессы в НКТ.

2.3 Промывка скважины для очистки от АСПО

Горячие промывки скважин как превентивная мера образования асфальтосмолопарафиновых отложений получила широкое применение

ввиду простоты технологии, невысоких расходов и высокой эффективности. Однако остывание смеси при горячей промывке скважин средней и большой глубины снижает эффективность применения промывки.

При использовании в качестве рабочего агента углеводородных растворителей необходимо опираться на технологию промывки горячей нефти. Особенностью промывки растворителями является необходимость лабораторных испытаний смеси на отобранных глубинных пробах, для выбора наиболее подходящего состава растворителя.

Методика горячей промывки скважины включает:

1. Отбор глубинных проб из скважины и составление представительной пробы для лабораторных испытаний;
2. Отбор пластовой воды для анализа совместимости выбранного растворителя;
3. Лабораторное определение наиболее оптимального компонентного состава растворителя и подбора его концентрации;
4. На основании расхода растворителя произвести расчет расхода нефти для проведения промывки;
5. Для наибольшей эффективности необходимо поддерживать температуру смеси не менее 90 °С в скважинах со штанговым насосом и не более 90 °С – с электроцентробежным.
6. Оптимальное время промывки скважины – 4 часа;
7. Подъем смеси воды и растворенным АСПО и ввод скважины в эксплуатацию;
8. Оценка эффективности промывки осуществляется на основании величины удаленных отложений.

Горячая промывка осуществляется на таком предприятии Западной Сибири как ООО «РН-Юганскнефтегаз». На месторождениях компании технология горячей промывки включает закачку негретой нефти из передвижной дозировочной установки по затрубному пространству в

скважину. Такая технология имеет высокую совместимость со скважинами, оборудованными ЭЦН и ШГН. Преимуществом технологии является то, что при промывке горяец нефтью, из скважины удаляются не только АСПО, но механические примеси, а недостатком – вредное воздействие высоких температур на кабель, чреватое его расплавлением. Кроме того, технология является трудоемкой и дорогой.

Успешное применение горячей нефти для промывки скважин осуществлялось на объектах добычи ООО «Томскнефть». Для лучшего растворения АСПО в нефть добавляют диспергатор (на предприятии это сульфонат). При предварительной обработке нефти применяют деэмульгатор для разрушения эмульсии и удаления воды, а также осуществляют нагрев смеси. При низкой температуре вспышки нефти нагрев смеси может привести к негативным последствиям. В этом случае применяют поверхностно-активные вещества (например, алкиларалкилполиоксиалкиленэфир фосфорной кислоты, смесей с гликолевых и алифатических спиртов).

Возможно применение растворителя в смеси с горячей нефтью. Растворитель добавляется из расчета от 2-х бочек до 1 т на одну автоцистерну. После непродолжительной циркуляции в автоцистерне смесь закачивается в скважину [14] (рисунок 2.7).



Рисунок 2.7 – Промывка скважин смесью нефти и растворителя [14]

2.4 Химические методы

Высоким спросом обладают химические методы борьбы с АСПО, так как они требуют меньше затрат и имеют относительно простую технологию. Ее сущность заключается в добавлении химических веществ в скважинную продукцию, которая способствует ингибированию парафиноотложения.

Условия приемки ингибиторов АСПО включают:

- Ингибитор не должен оказывать влияние на подготовку нефти;
- Для эффективного применения в холодное время года, состав должен иметь низкую температуру застывания (ниже -30°C);
- Ингибитор должен иметь экономный расход (не более 300 г/т) при этом обеспечивая хорошую эффективность.

По характеру взаимодействия с АСПО ингибиторы классифицируются на:

- смачиватели;
- модификаторы;
- депрессаторы;
- диспергаторы.

Наибольшую долю на рынке ингибиторов составляют *реагенты-смачиватели*. Среди них обычно выделяются гидрофильные поверхностно-активные вещества, чье действие заключается в адсорбции на металлических поверхностях с постоянно возобновляемой и устойчивой в динамике гидрофилизацией последних по пленочному механизму, что позволяет предотвращать на них образование АСПО из раствора.

Базу в составе ингибиторов-смачивателей составляет полиакриламид, силикаты металлов IA группы периодической системы хим. элементов, кислые органические фосфаты, растворы полимерных ПАВ (органические амины, сульфаты, фосфаты), СПА, и реагенты Е2846-1, Е2846-11, РБИ-1, РБИ-2, ИКБ-1, ИКБ-2 и др.[15].

Смачиватели растворимы в воде, проявляют высокую эффективность при высоком содержании воды в продукции скважины, а также имеют низкую температуру застывания. Ограничением при применении реагентов-смачивателей является необходимость в остановке работы скважины для периодического добавления реагента и загрязнение глубинного оборудования смачивателем.

Другой тип реагентов ингибиторов АСПО – *детергенты-диспергаторы*. Диспергаторы зачастую представлены смесью нефтерастворимых аминов, ароматическими растворителями, щелочным лигнином и др. Преимуществом диспергаторов является сопровождение процессов ингибирования АСПО ингибированием солеотложений, разрушением водонефтяной эмульсии и борьбой с коррозионными процессами.

В нефти при взаимодействии с детергентами образуется адсорбционный слой на асфальтосмолистых веществах, что препятствует прилипанию к ним парафиновых хлопьев. Кроме того, благодаря адсорбционному слою не происходит агрегации АСВ и парафинов и их отложении на поверхности глубинного оборудования. Механизм схож с технологией нагрева скважин с отложениями парафина, при которой асфальтосмолистые вещества играют роль диспергаторов [16]. Парафины при взаимодействии с диспергаторами находятся в растворенном состоянии в объеме нефти достаточно долгое время, в связи с чем реагенты проявляют высокую эффективность при применении не только в скважинах и технологических трубопроводах, но и в хранилищах нефти для предотвращения образования донных отложений. Недостатком таких ингибиторов является необходимость доставки основной их массы в точку с температурой выше температуры насыщения нефти парафином (которая может иметь место уже в призабойной зоне).

Депрессаторы при взаимодействии с нефтью изменяют способность нефти к образованию отложений парафина, снижая вероятность образования надкристаллических структур [16].

Депрессаторы состоят из высокомолекулярных компонентов, зачастую в составе присутствуют ароматические углеводороды, сложные эфиры, спирты, сополимеры этилена и полиолефины.

Широкое применение в стране получили депрессаторы марки Visco-5351, ИПХ-9, ТюмНИИ-77М, Дорад-1А [17].

Реагенты-модификаторы имеет сходную с твёрдыми метанонафтеновыми углеводородами нефти природой. Модификаторы изменяют систему нефти придавая ей свойства, при которых парафин удерживается в объеме нефти в растворенном состоянии долгое время.

В состав модификаторов входят олиго-и полимерные материалы, например, полиэтилен и сополимерные эфиры. Среди существующих реагентов-модификаторов популярность получили ДН – 1, ВЭС – 501, Азолят – 7, С4160, С4117 [15].

Ограничением в использовании модификаторов является высокая температура застывания, следовательно, их применение в холодное время года нецелесообразно.

Наиболее эффективный состав модификатора подбирается индивидуально в зависимости от состава и свойств нефти.

Широкое распространение получили модификаторы «СНПХ» производства АО «НИИнефтепромхим», описание которых представлено в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Реагенты ингибирования для борьбы с АСПО

Наименование реагента	Описание	Дозировка
СНПХ - 2005	Депрессатор для ингибирования образования АСПО и снижения вязкости нефти	150-300 г/т
СНПХ - 7801	Ингибитор образования АСПО	150-200 г/т
СНПХ - 7821	Ингибитор образования АСПО	Не выше 200 г/т
СНПХ - 7909	Ингибитор образования АСПО с эффектом деэмульгатора	50-200 г/т
СНПХ - 7912М	Ингибитор образования АСПО с эффектом деэмульгатора	25-100 г/т
СНПХ - 7920	Ингибитор образования АСПО и гидратов	100-200 г/т
СНПХ - 7920М	Ингибитор образования АСПО, снижающий коррозионную активность на 60-70%	100-200 г/т
СНПХ - 7941	Ингибитор образования АСПО с эффектом деэмульгатора	50-200 г/т

При опытно-промышленных испытаниях СНПХ-7821 на месторождениях Красноярского края был получен положительный эффект: межремонтный период с применением ингибитора на Ванкорском месторождении увеличился более чем в 2 раза [16].

На другом месторождении Ванкорского кластера ингибитор также проявил высокую эффективность (68 %) при дозировке реагента 200 г на тонну нефти.

Для интенсификации процессов удаления асфальтосмолопарафиновых отложений к нефти добавляют *растворители* на основе углеводов с ПАВ. Растворители удерживают во взвешенном состоянии парафины, а ПАВ увеличивает поверхностное натяжение растворителей, ввиду чего осложняется образование отложений. Высокую эффективность проявили растворители на основе соединений, обладающих поверхностно-активными свойствами, то есть обладающими неионогенными свойствами.

Преимуществом неионогенных ПАВ является то, что в водных растворах они не диссоциируют на ионы. Различного рода сульфаты, амины

и неионогенные ПАВ проявили высокую эффективность в качестве растворителей. Растворители способны создавать устойчивые растворы и могут выступать в качестве эффективных деэмульгаторов, например, химический реагент ОП-7 производства ООО «Синтез ОКА», который представляет собой продукт обработки смеси моно- и диалкилфенолов окисью этилена.

Классификация растворителей по компонентному составу включает:

- растворители на основе углеводородных компонентов, подбор которых осуществляется индивидуально (н-р, толуол);
- природные углеводородные вещества (газовый конденсат, легкий бензин);
- некоторые продукты переработки углеводородов (бензиновая и керосиновая фракции, уайтспирит);
- смесь перечисленных растворителей с поверхностно-активными веществами;
- водные растворители с ПАВ.

Подача реагента в скважину осуществляется через НКТ или через затрубное пространство путем продавки реагента с целью охвата зоны наиболее вероятного выпадения АСПО. Необходимое количество растворителя подбирается опытным путем в зависимости от мощности слоя отложений. При высокой степени запарафинивания закачку следует проводить непосредственно в скважину и выдержать растворитель в течение некоторого времени для наиболее полного удаления отложений. При среднем уровне отложений закачку можно проводить двумя способами, при чем на закачку через затрубное пространство уходит объем около 30 % объема закачки в НКТ.

Помимо СНПХ-7821 на Ванкорском кластере проводились опытно-промышленные испытания растворителя СНПХ-7р-14а. В трех скважинах провели закачку 2,5 – 3,4 м³ растворителя с дальнейшей продавкой нефтью.

Испытания дали положительный эффект с увеличением дебита в среднем на 8,5 т/сут, при этом межочистной период увеличился более чем в 2 раза [16].

С целью максимального эффекта от закачки растворителей в скважину, необходима разработка и соблюдение организационно-технических мероприятий по дозированию реагента в скважину. Достаточно широкое применение получил погружной скважинный контейнер для подачи реагента ПСК (рисунок 2.8).



Рисунок 2.8 – Погружной скважинный контейнер

Преимуществом ПСК является возможность быстрого регулирования и настройки секций с учетом режима добычи. ПСК осуществляет подачу реагента в необходимой дозировке. На рисунке 2.9 представлена схема установки ПСК в скважине.

Набирает популярность технология подачи реагентов путем закачки через капиллярные системы. Преимуществом капиллярной системы по сравнению с ПСК является то, что капиллярная подача является превентивной мерой, тогда как ПСК требует остановки работы скважины и спуска конструкции.

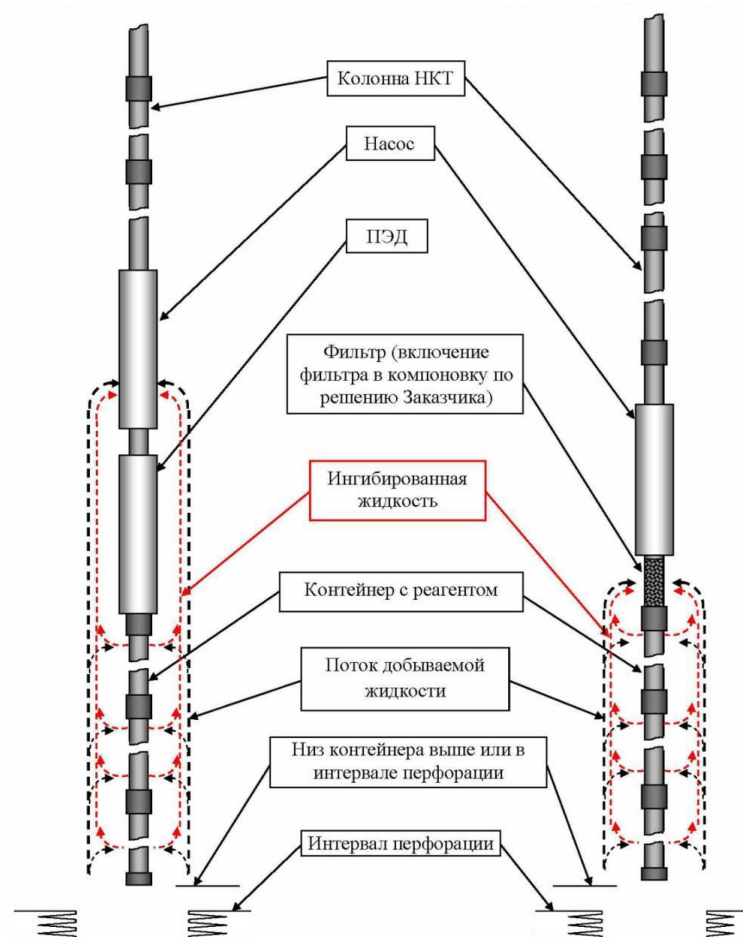


Рисунок 2.9 – Схема размещения ПСК в скважинах, оборудованных ЭЦН и ШГН

На рисунке 2.10 представлена капиллярная система подачи реагентов в колонну НКТ. По скважинному капиллярному трубопроводу 5, который закреплён на внешней поверхности НКТ, химический реагент поступает в вводную муфту 7. Центратор 6 защищает обратный клапан и заделку, после него располагается муфта. С помощью наземной дозировочной установки 1 осуществляется регулирование подачи реагента. Устройство ввода 3 обеспечивает герметичность прохождения капиллярного трубопровода через устьевую арматуру.

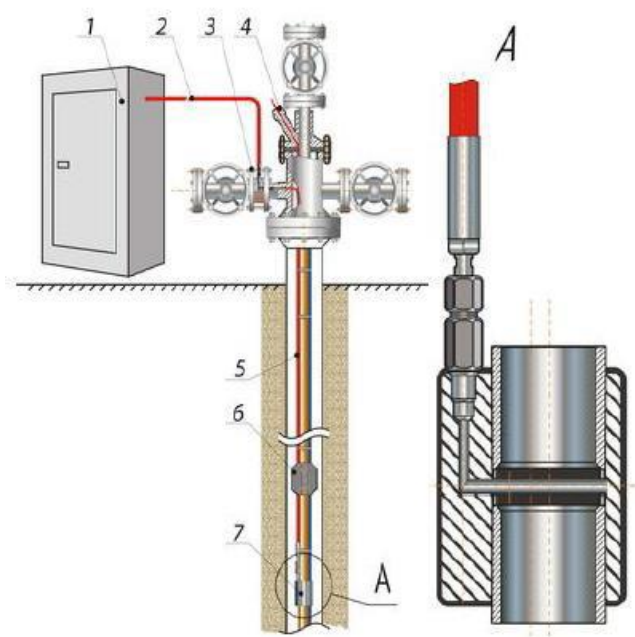


Рисунок 2.10 – Капиллярная система подачи реагентов в колонну НКТ.

2.5 Механические методы

Механические методы применяются повсеместно и заключаются в применении различного рода жестких скребков.

Данный метод является обязательным при борьбе с АСПО, так как скребки являются не только эффективным, но и относительно недорогим методом. Скребки не всегда позволяют добиться полного удаления отложений, поэтому обычно применяются в сочетании с другими методами борьбы.

Примером может послужить скребок лепестковый раздвижной СЛР. Предназначен для очистки колонны НКТ, НКТ от асфальто-смоло-парафинистых отложений (АСПО) в процессе добычи нефти электропогружными насосами и фонтанным способом (рисунок 2.11).



Рисунок 2.11 – Скребок лепестковый раздвижной

Конструкция скребков для удаления АСПО может быть различной. На рисунке 2.12 приведены скребки компании ООО НПФ «ТехСмарт». Скребки-пробойники СП-Техно предназначены для пробивки АСПО колонны НКТ.



Рисунок 2.12 – Различные конструкции скребков

В последующем, для периодических чисток применяются скребки лезвийные СЛ-Техно и скребки фрезовые СФ-Техно (рисунок 2.13), они же используются в составе автоматической установки депарафинизации скважин УДС-Техно 101 (рисунок 2.14) или полуавтоматической каротажной лебедки ЛКИ-Техно.



Рисунок 2.13 – Скребок СЛ-Техно [18]



Рисунок 2.14 – Установка депарафинизации скважин УДС-Техно

3 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСПО НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Оценка эффективности применения методов борьбы с АСПО производилась на примере Южной лицензионной территории Приобского месторождения (ХМАО). Анализ множества глубинных проб показал, что в среднем нефть содержит 50 % масс асфальтенов и смол, из них асфальтенов до 30%. Такая нефть имеет высокую склонность к образованию нежелательных отложений, поэтому для Приобского месторождения необходимо осуществить подбор комплекса мероприятий по борьбе с АСПО.

Компонентный состав пластовой нефти и свойства дегазированной нефти представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Компонентный состав нефти Приобского месторождения

Компоненты	Состав пластовой нефти, % мас.	
	АС ₁₀	АС ₁₂
Пласт		
Азот+редкие	0,33	0,27
Двуокись углерода	0,32	0,39
H ₂ S	0,00	0,00
Метан	20,62	18,58
Этан	1,88	3,45
Пропан	4,66	6,42
Изобутан	1,59	1,34
н-Бутан	5,04	4,65
Изопентан	2,05	1,75
н-Пентан	3,04	2,85
C ₆ + высшие	60,47	59,72
Пласт	АС ₁₀	АС ₁₂
Параметры	Дегазированная нефть	
Молекулярная масса, г/моль	232,00	236,00
Плотность, кг/м ³	879,00	867,00
Рпл., атм.	257,00	268,00
Т пл., °С	90,00	92,00
Химический состав, % масс.		
- асфальтенов	3,00	2,20
- парафинов	3,00	2,70
- силикагелевых смол	12,80	10,40

Таблица 3.2 – Компонентный состав АСПО из НКТ и УЭЦН

Показатель	Количество проб	Диапазон значений, % масс.	Среднее значение, % масс.
Асфальтены	22	7,7-60,0	30,8
Смолы		8,0-27,0	16,7
Парафины		7,0-41,3	14,9

Основными компонентами исследованных отложений из погружного оборудования отказавших скважин (46 %) являются органические компоненты (АСПО), доля неорганических компонентов (соли и механические примеси) составляет 38 % исследованных образцов, в 15 % образцов примерно равное соотношение органической части к минеральной.

Более половины фонда скважин Приобского месторождения подвержены проблеме образования АСПО. На месторождении было отмечено, что при дебите скважины 10-40 м³/сут она наиболее подвержена риску запарафинивания. При увеличении содержания воды в добываемой продукции отмечается резкое снижение образований АСПО.

Сложность борьбы с АСПО на Приобском месторождении также заключается в том, что отложения образуются не только в НКТ, но и в призабойной зоне пласта, что становится причиной снижения добычи. Доля асфальтенов в составе АСПО может достигать 60% и при контакте с механическими примесями и солями может образовывать труднорастворимые отложения.

В таблице 3.4 приведена зависимость температуры начала образования отложений от содержания % масс асфальтенов.

Таблица 3.4 – Значения температуры начала структурирования АСПО в нефти Приобского месторождения

Пласт	Компонентный состав, % масс.			Температура начала образования АСПО, °С
АС ₁₀	2,2-3,8	10,5-15,2	2,4-3,7	14,9
АС ₁₂	2,5-3,0	8,7-12,9	1,2-4,2	18,0
Среднее				16,5

Основываясь на данных, связывающих компонентное содержание АСПО в нефти и температуры парафиноотложений, можно разработать график проведения мероприятий по борьбе с АСПО с целью предупреждения и максимального удаления отложений (таблица 3.5).

Таблица 3.5 – Прогноз периодичности скребкования скважины Приобского месторождения (шт./месяц) в зависимости от дебита и обводненности

Обводненность, %	Дебит, м ³ /сут							
	10	20	30	40	50	60	70	80
20	5	5	5	5	5	4	4	4
40	5	5	4	4	4	4	4	3
60	4	4	4	4	4	3	3	3
80	4	4	3	3	3	3	3	2

Технология борьбы с АСПО путем скребкования показала высокую эффективность ввиду увеличения пропускной способности (на 20%) уже при единичном пуске скребка. На месторождении применяются скребки лезвийные СЛ-Техно в составе автоматической установки депарафинизации скважин УДС-Техно 101 (рисунки 3.1, 3.2)



Рисунок 3.1 – Скребок СЛ-Техно



Рисунок 3.2 – Установка депарафинизации скважин УДС-Техно 101

Опыт борьбы с АСПО на нефтедобывающих предприятиях позволяет рекомендовать в качестве основных способов предотвращения асфальтеновых и смешанных отложений применение НКТ с защитными покрытиями и ингибиторов АСПО.

Применяемые на месторождении НКТ с защитным силикатно-эмалевым покрытием позволяют увеличить межочистной период более чем в 5 раз. Данные НКТ применимы в скважинах с дебитом от 50 до 200 м³/сут. На Приобском месторождении наработка НКТ с защитным покрытием увеличилась в среднем с 142 до 1114 суток. В некоторых скважинах Приобского месторождения применяются НКТ с силикатно-эмалевым покрытием ЗАО «ГИОТЭК».

Преимуществами применяемых НКТ является:

- температура эксплуатации труб до +350 С, что позволяет проводить распарафиневание на «жесткую», при этом целостность слоя эмали не нарушается, и смолы не коксуются на стенках труб, как это происходит на «черных» трубах;
- высокая стойкость к абразивному износу, возможно применение насосных штанг и УДС;

- эмаль достаточно пластична и при упругих деформациях металла не происходит разрушение, отслаивание эмали.
- эмаль стойка к воздействию кислот и агрессивных сред;
- механические свойства эмали: на прямой удар не менее 4,5 Дж на обратный удар не менее 10 Дж.

Опытные работы по определению эффективности применения силикатно-эмалевых НКТ свидетельствуют о том, что применение труб с покрытием значительно (в 4–6 раз) увеличивает межочистной период, т.е. снижается интенсивность отложения асфальтосмолопарафиновых веществ, повышается межремонтный период работы скважин.

Визуальный осмотр НКТ после подъема из скважины показал отсутствие твердой фазы АСПО на поверхности с силикатно-эмалевым покрытием; наличие отложений отмечено на незащищенном покрытием внутренней поверхности соединительных муфт. На сегодняшний день по всем скважинам, оборудованным НКТ с внутренним покрытием, есть положительный результат: межочистной период увеличился в среднем в пять раз. Ремонт, связанных с АСПО, по данным скважинам не проводилось.



Рисунок 3.3 – Силикатно-эмалевые НКТ

Помимо перечисленных технологий борьбы с АСПО на Приобском месторождении применяются химические методы. Ингибиторы АСПО рекомендуются к использованию при дебитах не более 50 м³/сут.

В качестве ингибирующего вещества используется смесь эфиров щавелевой кислоты. Выбранный состав обладает высокими адгезионными свойствами по отношению к металлическим поверхностям. На поверхности контакта образуется сплошная, трудноудаляемая плёнка, которая препятствует отложению АСПО на стенках технологического оборудования. Результаты лабораторных испытаний ингибирующей способности эфиров щавелевой кислоты по отношению к АСПО нефти ЮЛТ Приобского месторождения представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Эффективность ингибирования АСПО эфирами щавелевой кислоты

Эфиры	Эффективность ингибирования при дозировке 200 мг/л, %
Моноэтилоксалат (C ₄ H ₆ O ₄)	61
Диэтилоксалат (C ₆ H ₁₀ O ₄)	59
Дипропилоксалат (C ₈ H ₁₄ O ₄)	69
Дибутилоксалат (C ₁₀ H ₁₈ O ₄)	73
Диаминоксалат (C ₁₂ H ₂₂ O ₄)	84
Диизоктилоксалат (C ₁₈ H ₃₄ O ₄)	82

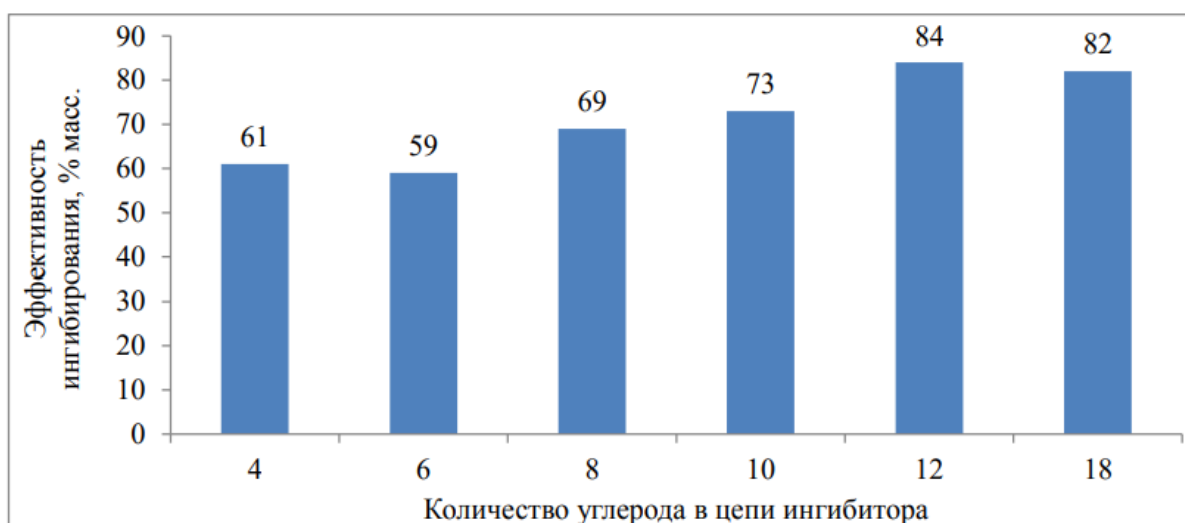


Рисунок 3.4 – Зависимость ингибирующей способности АСПО эфирами щавелевой кислоты с дозировкой 200 г/т от числа атомов углерода в эфире

Таким образом, наибольшую эффективность ингибирования асфальтосмолопарафиновых отложений проявляет диаминоксалат – 84%, который в дальнейшем получил промышленное применение на Приобском месторождении.

Закачка реагента на месторождении осуществляется путем периодической обработки или непрерывной подачей. Растворители применяются при невозможности удаления отложений другими методами, поэтому чаще всего обработка растворителем подразумевает закачку некоторого объема реагента в скважину и его выдержка до растворения асфальтосмолопарафиновых отложений. В среднем обработка растворителями осуществляет не чаще чем 1 раз в 60 суток.

В качестве растворителя используется смесь гексана с толуолом в соотношении 1:1. Такой растворитель полностью совместим с нефтью, и не оказывает отрицательного влияния на ее последующую подготовку и переработку. На рисунках 3.5, 3.6, 3.7 представлены зависимости степени растворения АСПО от времени растворения для гексана, толуола и гексано-толуольной смеси 1:1 (ГТС) при статических условиях (без перемешивания) и динамических условиях (при перемешивании). Температура 40-45 °С.

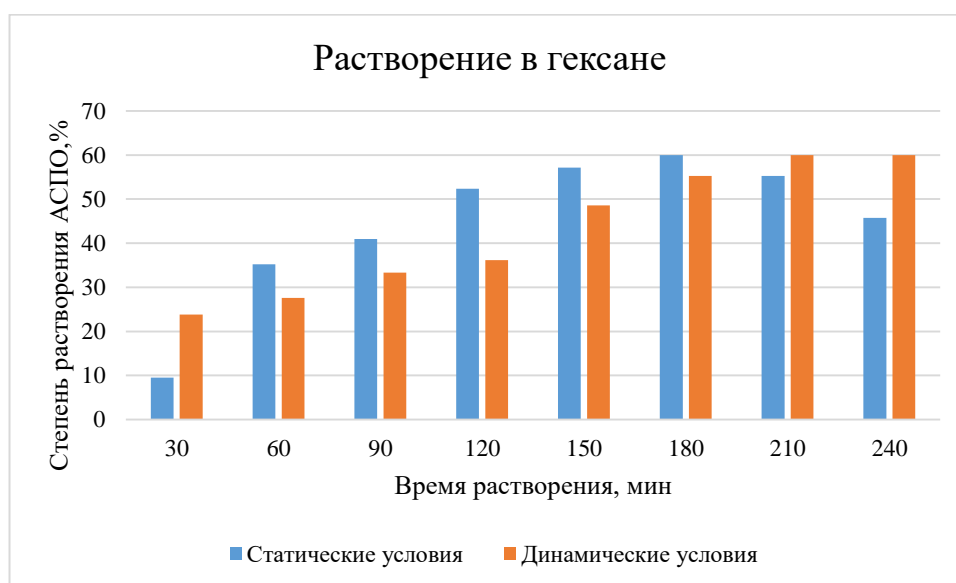


Рисунок 3.5 – Степень растворения АСПО в гексане

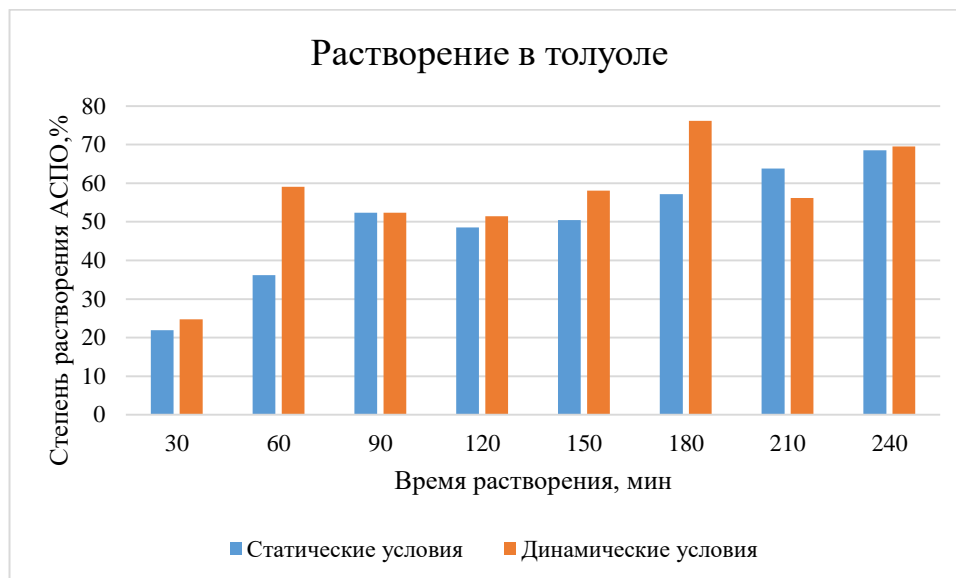


Рисунок 3.6 – Степень растворения АСПО в толуоле

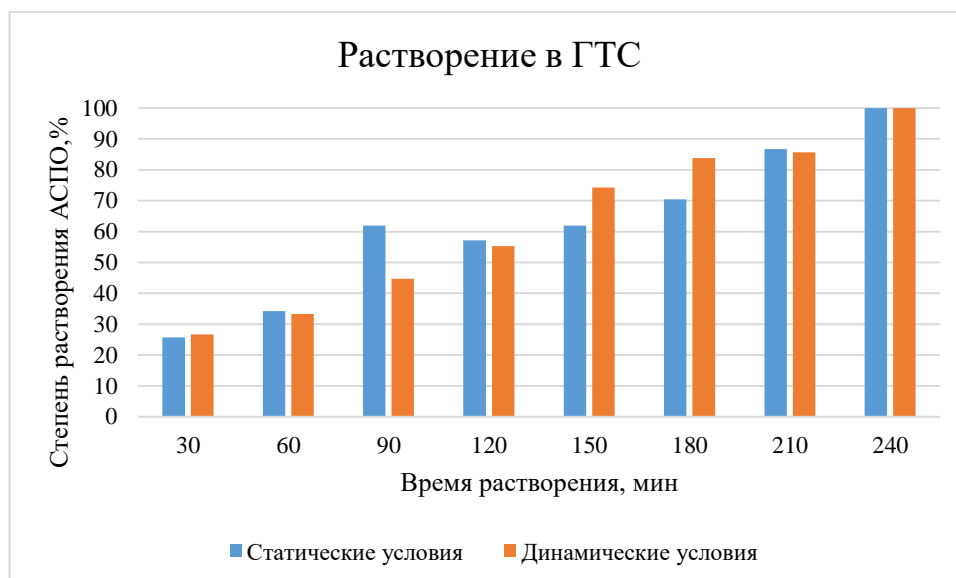


Рисунок 3.7 – Степень растворения АСПО в ГТС

Можно отметить, что при растворении в чистом гексане или толуоле полной растворимости не наблюдается. Максимальная степень растворения в гексане составляет 60% при времени растворения 180 мин, в толуоле – 76% при $t = 180$ мин. При смешении двух растворителей можно достичь полной растворимости АСПО в течение 4 часов и при статических, и при динамических условиях.

Таким образом, на Приобском месторождении осуществляется эффективная борьба с АСПО с применением комплексного подхода как для предупреждения, так и для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г1	Денисюк Сергей Владимирович

Школа	ИШПР	Отделение	ОХИ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление подготовки / специальность 21.03.01 «Нефтегазовое дело»	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<p>1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i></p> <p>2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i></p> <p>3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i></p>	<p><i>Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.</i></p> <p><i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций.</i></p> <p><i>Налоговый кодекс РФ Ф3-213 от 24.07.2009 в редакции от 26.05.2021г. № 151-ФЗ</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i></p> <p>2. <i>Планирование и формирование бюджета проекта</i></p>	<p><i>Оценка готовности проекта к коммерциализации. Выполнение SWOT-анализа проекта</i></p> <p><i>Планирование проводимых работ. Расчет сметной стоимости выполняемых работ</i></p>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Матрица SWOT	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	д-р экон. наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Денисюк Сергей Владимирович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ




4.1 Потенциальные потребители разработки

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. В качестве критериев сегментирования будем использовать следующие методы по предупреждению асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче нефти: термическая обработка скважин, применение ингибитора АСПО, магнитная обработка.

Таким образом, составим карту сегментации рынка услуг по предупреждению АСПО (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Карта сегментирования рынка

Размер компании	Вид услуги по предупреждению АСПО		
	Ингибитор АСПО	Термическая обработка	Магнитная обработка
Крупные			
Средние			
Малые			

	– ПАО НК «Русснефть»		– АО «Оренбургнефть»		– ООО «Садакойл»
---	-------------------------	---	-------------------------	---	---------------------

Как видно из карты сегментирования, наибольший интерес для технологии борьбы с АСПО путем применения ингибитора представляют компании от малых до крупных.

4.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений помогает определить, что будет являться сильными и слабыми сторонами конкурентов.

Для наглядности сравним методы борьбы с АСПО путем термической, химической и магнитной обработки. Результаты анализа приведены в таблице 4.2.

Расчет конкурентоспособности определяется по формуле:

$$K = \sum B_i * B_i \quad (4.1)$$

где K – конкурентоспособность проекта;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл показателя.

Таблица 4.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Удобство эксплуатации	0,10	3	4	2	0,75	0,60	0,60
2. Уровень шума	0,09	5	5	5	0,50	0,40	0,40
3. Безопасность	0,10	5	5	4	0,50	0,40	0,30
4. Функциональная мощность	0,15	1	5	5	0,40	0,50	0,40
5. Простота эксплуатации	0,06	5	5	3	0,50	0,50	0,40
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Уровень проникновения на рынок	0,01	1	5	5	0,30	0,30	0,24
2. Стоимость	0,30	5	3	2	0,30	0,18	0,18
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,04	3	4	2	0,24	0,24	0,18
4. Наличие сертификации разработки	0,15	3	5	4	0,30	0,30	0,30
Итого	1	63	57	49	4,84	4,33	3,74

Согласно оценочной карте можно отметить, что Ф, технология борьбы с АСПО с применением ингибитора, по многим показателям превосходит конкурентные решения К1 и К2.

Техническое решение К1 – технология термической обработки скважин менее удобно в эксплуатации, чем ингибиторы и имеют меньшее проникновение на рынок, функциональная мощность имеет низкие показатели ввиду низкой эффективности в средних и глубоких скважинах, а

также при наличии в составе АСПО солей и механических примесей.

Решение К2 – магнитная обработка скважин имеет низкие показатели простоты и удобства эксплуатации ввиду необходимости монтажа дополнительного оборудования в скважину, ввиду чего технология является наиболее дорогостоящей.

4.3 Оценка коммерческого потенциала и перспективности работ по депарафинизации оборудования скважин химическими методами

SWOT – анализ

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

Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда, то что имеется уже на текущий момент времени. Возможности и угрозы – факторы внешней среды, они могут произойти, а могут и нет, это зависит в том числе и от принятых действий и решений. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Матрица SWOT

	Сильные стороны химических методов борьбы:	Слабые стороны научно-исследовательского проекта:
	С1. Высокая рентабельность;	Сл1. Соответствие критериям применимости химических реагентов для конкретных геолого-физических условий;
	С2. Широкий ассортимент реагентов на нефтепромысловом рынке;	Сл2. Подбор оборудования для дозирования реагентов и его обслуживание;
	С3. Высокая эффективность при низкой стоимости реагентов;	Сл3. Периодическая остановка скважины;
	С4. Перспективность применения на месторождениях Западной Сибири	Сл4. Возможность загрязнения оборудования реагентом.

<p>Возможности:</p> <p>В1. Совершенствование состава химических реагентов и комплексное использование;</p> <p>В2. Уменьшение простоя скважины, связанным с ремонтными работами;</p> <p>В3. Совершенствование технологий по удалению АСПО;</p> <p>В4. Совмещение с процессами защиты оборудования от коррозии, солеотложений и т.д.</p>		
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Неправильный выбор химического реагента;</p> <p>У2. Отсутствие финансирования проводимого исследования со стороны предприятия;</p> <p>У3. Аварии и выход из строя оборудования</p>		

Построим интерактивную матрицу проекта, которая показывает взаимосвязь областей матрицы SWOT и объединение их в комбинации, дающие положительное (+) или отрицательное (-) соответствие сильных сторон возможностям. Знак «0» ставится при невозможности оценивания соответствия областей (таблица 4.4).

Таблица 4.4 – Интерактивная матрица проекта (1)

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

Проанализировав интерактивную матрицу проекта, можно выявить корреляции сильных сторон и возможностей проекта: B1C1C2C3C4, B2C1C4, B3C1C2C3, B4C2C4.

Построим интерактивную матрицу возможностей и слабых сторон проекта. (таблица 4.5).

Таблица 4.5 – Интерактивная матрица проекта (2)

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	В1	+	-	-	+
	В2	-	+	+	-
	В3	-	+	-	-
	В4	+	-	-	+

Выявлены корреляции слабых сторон и возможностей проекта на основе интерактивной матрицы (2): В1Сл1Сл4, В2Сл2Сл3, В3Сл2, В4Сл1Сл4.

Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта представлена в таблица 4.6.

Таблица 4.6 – Интерактивная матрица проекта (3)

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	+	+	+	+
	У2	+	+	-	-
	У3	+	-	-	+

При анализе интерактивной матрицы (3) были выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У1С1С2С3С4, У2С1С2, У3С1С4.

Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта приведена в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Интерактивная матрица проекта (4)

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	-	-	+
	У2	+	+	-	-
	У3	+	+	+	+

При анализе интерактивной матрицы (4) были выявлены следующие корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1Сл1Сл4, У2Сл1Сл2, У3Сл1Сл2Сл3Сл4.

В таблице 4.8 представлена итоговая матрица SWOT.

Таблица 4.8 – Итоговая матрица SWOT

	Сильные стороны химических методов борьбы: С1. Высокая рентабельность; С2. Широкий ассортимент реагентов на нефтепромысловом рынке; С3. Высокая эффективность при низкой стоимости реагентов; С4. Перспективность применения на месторождениях Западной Сибири	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Соответствие критериям применимости химических реагентов для конкретных геолого-физических условий; Сл2. Подбор оборудования для дозирования реагентов и его обслуживание; Сл3. Периодическая остановка скважины; Сл4. Возможность загрязнения оборудования реагентом.
Возможности: В1. Совершенствование состава химических реагентов и комплексное использование; В2. Уменьшение простоя скважины, связанным с ремонтными работами; В3. Совершенствование технологий по удалению АСПО; В4. Совмещение с процессами защиты оборудования от коррозии, солеотложений и т.д.	Совершенствование состава хим. реагентов для борьбы с АСПО позволит расширить ассортимент, увеличить эффективность композиции и технологии в целом, которую можно будет применить на месторождениях Западной Сибири. Уменьшение простоя скважины с применением реагентов позволит увеличить рентабельность производства. Кроме того возможно создание композиции, которая будет также эффективно справляться с коррозией или солеотложениями.	Совершенствование состава реагента может привести к проблемам его применимости для конкретных геолого-физических условий, а также может привести в загрязнению технологического оборудования
Угрозы: У1. Неправильный выбор химического	Неправильный выбор реагента может привести к снижению рентабельности производства и	Чтобы предотвратить загрязнение оборудования, угрозу

<p>реагента; У2. Отсутствие финансирования проводимого исследования со стороны предприятия; У3. Аварии и выход из строя оборудования</p>	<p>авариям. Отсутствие лабораторных исследований применимости реагентов может привести к выбору неверной композиции ввиду большого ассортимента реагентов.</p>	<p>непригодности реагента для данных геолого-физических условий и аварий нужно большое внимание уделить подбору реагента. Недостаточность исследований предприятиями может привести не только к неверному выбору реагента, но и оборудованию для его подачи</p>
--	--	---

Таким образом, проект применения химических методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями имеет высокую актуальность, так как показывает хорошую эффективность применения в реальных условиях на месторождениях Западной Сибири.

Своевременное финансирование проекта позволит усовершенствовать имеющиеся технологии по закачке химических реагентов, а также создать новые комплексные химические ингибиторы АСПО и свести риски возникновения аварий до минимума. Высокие затраты на восстановление технологического процесса в случае аварии могут являться следствием неправильного выбора химического реагента.

4.2 Расчёт продолжительности выполнения работ

Предлагаемое мероприятие заключается в периодической (1 раз в 15 суток) обработке скважины нефтяным раствором ингибитора парафиноотложения СНПХ-ИПГ-11, с предварительной очисткой НКТ от АСПО. Для осуществления технологической операции проводятся подготовительные работы по установке оборудования. Затем проводится закачка химического реагента в скважину и заключительные работы. Нормативное время выполнения работ представлено в таблице 4.9 и выбрано согласно ЕНиР.

Таблица 4.9 – Нормативное время выполнения работ

№ п/п	Перечень работ	Продолжительность работ, ч	Чел.
1	Расстановка оборудования	1	2
2	Обвязка устья скважины и агрегата ЦА-320	1,2	
3	Опрессовка	1,3	
4	Закачка технических жидкостей	3,5	
5	Заключительные работы	1	
Общая продолжительность работ:		8	

4.3 Расчёт бюджета проведения закачки ингибитора

Финансирование и планирование работ, и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат. В таблице 4.10 представлена нормативная база сметных расчётов, которая используется в выпускной квалификационной работе.

Таблица 4.10 – Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе

Вид норматива, нормативная база		Характеристика	Источник
1	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6
2	Страховые взносы	30 % от фонда оплаты труда	Глава 34 Налоговый кодекс РФ
3	Налог на добавленную стоимость	Ставка 20 %	Глава 21 Налоговый кодекс РФ
4	Районный коэффициент	Ставка 50 %	
5	Надбавка за вахтовый метод работы	Ставка 16 %	Статья 217 Налоговый кодекс РФ

4.3.1 Расчет амортизационных отчислений

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 4.8.

Для закачки ингибитора в скважину используют агрегат цементировочный ЦА-320, который предназначен для нагнетания различных жидких сред при цементировании скважин в процессе бурения и капитального ремонта, а также при проведении других промывочно-продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах.

Амортизация рассчитывается исходя из срока полезного использования, согласно Классификации основных средств для цементировочного агрегата срок службы составляет 8 лет.

Таблица 4.11 – Расчёт амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Балансовая стоимость, руб.	Период работы агрегата за одну операцию, ч	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб./закачку
ЦА-320	4 950 000	8	2,7	123,75

4.3.2 Расчет материальных затрат

В таблице 4.12 приведен расчет стоимости материалов, необходимых для закачки ингибитора АСПО в скважину.

Таблица 4.12 – Расчёт стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала на 1 операцию, нат. ед.	Цена за единицу, руб./ нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
Химический реагент	0,02 т	410000	8200
Нефть	7 т	25000	175000
Электроэнергия	94 кВт/ч	2,2	1654,4
Итого			184858,4

Норма расхода материала выбрана в соответствии с усреднёнными расходами материалов предприятий Западной Сибири. А цена за единицу на основании средней стоимости закупки материалов предприятиями Западной Сибири.

4.3.3 Расчет заработной платы

К расходам на оплату труда относят суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции в соответствии с принятыми на предприятии системами и формами оплаты труда. Премии и надбавки, а также начисление компенсации в районах крайнего Севера выплачиваются в зависимости от районного коэффициента.

Мероприятие проводит одна бригада капитального ремонта, в которую входят один бурильщик 6 разряда и один помощник 5 разряда. Внутренним трудовым распорядком рабочего дня в организации определяется продолжительность рабочей смены 11 часов. Заработная плата бригады определяется исходя из тарифных ставок работников, коэффициентов премирования и территориального коэффициента по времени на проведение ГТМ. За вахтовый метод работы добавляется процентная надбавка в 16%. Множество месторождений Западной Сибири находятся в Ханты-Мансийском автономном округе, районный коэффициент к заработной плате составляет в округе 50 - 70%. Также выплачивается ежемесячная премия в размере 30%. Расчет заработной платы представлен в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Расчёт заработной платы

Должность	Кол-во	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Премия	Районный коэффициент, руб.	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
-----------	--------	-------------------------------	---	--------	----------------------------	---	--

Бурильщик 6 разряда	1	98,24	8	29,47	49,12	15,72	1540,4
Помощник бурильщика	1	71,18	8	21,35	35,59	11,39	1116,1
Итого							2656,51

4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды

Согласно Налоговому кодексу РФ определяются страховые взносы. Страховые взносы включают взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке. Расчёт страховых взносов представлен в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Расчёт страховых взносов

	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	Всего, руб.
Бурильщик 6 разряда	1540,4	44,67	78,56	338,89	6,16	468,28
Помощник бурильщика	1116,1	32,37	56,92	245,54	4,46	339,29
Итого:						807,58

4.3.5 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта

Общие затраты на проведение одной операции по закачке ингибитора СМПХ-ИПГ-11 в скважину представлены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Затраты на проведение ГТМ

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	184858,4
2. Амортизационные отчисления	123,75
3. Затраты на оплату труда	2656,51
4. Отчисления во внебюджетные фонды	807,58
5. Итого основные расходы	188446,24
5. Накладные расходы (18%)	33920,32
Итого:	222366,56

4.4 Экономическая оценка проекта

Применение ингибитора увеличивает межремонтный период скважины и сохранять высокие дебиты в течение длительного времени. На основании технологических журналов можно отметить, что в течение 90 суток наработки стальных НКТ дебит скважины уменьшается с 24 т/сут до 19 т/сут и требует остановки на очистку, при использовании ингибитора за то же время дебит снижается до 23,21 т/сут и не требует остановки. Рассчитаем экономический эффект от применения ингибитора АСПО (таблица 4.16) при наработке скважины 90 суток. Стоимость очистки путем скребкования и с применением растворителя составляет в среднем 34 000,0 руб, продолжительность работ составляет в среднем 8 часов и зависит от степени загрязнения скважины.

Необходимо учесть экономические потери от простоя скважины во время очистки:

$$AI = P * Q * \frac{t}{24} = 55424,25 * 19 * \frac{8}{24} = 351020,28 \text{ руб}$$

Стоимость тонны нефти Brent принята с учетом курса на 17.05.2022 равной 115 долл/барр при курсе доллара 63,44 руб/долл.

Таблица 4.16 – Экономическая оценка проекта

Параметр	Без закачки	С закачкой
Необходимость в остановке для очистки, час	8	-
Стоимость очистки, руб	34000	-
Стоимость простоя, руб	351020,28	-
Снижение дебита, т/сут	5,0	0,79
Потери добычи из-за снижения дебита, руб	24940914,98	3940664,57
Итого потери, руб	25325935,26	3940664,57
Экономический эффект, руб	25325935,26 – 3940664,57 = 21385270,69 руб	

Применение ингибитора позволяет получить дополнительную выручку 21,39 млрд рублей. Ингибитор увеличивает межремонтный период скважины более чем в 2 раза, не требует остановки добычи и не влияет на химический состав добываемой нефти. Наблюдается значительное замедление образования отложений с сохранением пропускной способности труб НКТ и, следовательно, и дебитов.

Общая сумма затрат на проведение одной операции по закачке химического реагента в скважину составила 188870,17 рубля при расходе ингибитора 0,02 тонны, нефти – 7 тонн. При этом оплата бригады за 8 часов работы составила 2656,51 рубля.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б7Г1		Денисюк Сергей Владимирович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Применение комплексных методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в процессе эксплуатации объектов добычи нефти на месторождениях Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение	<p><i>Объект исследования:</i> месторождения Западной Сибири. <i>Область применения:</i> добыча нефти. <i>Рабочая зона:</i> производственная площадка. <i>Климатическая зона:</i> районы с умеренным и холодным климатом. <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> 1 установка подогрева нефти, 1 комплекс обогрева скважин на основе нагревательного кабеля скважин ГК «ССТ». <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> добыча и транспорт нефти.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022); ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.</p>
2. Производственная безопасность при эксплуатации:	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень шума; – Повышенный уровень общей вибрации; – Отсутствие или недостаток необходимого освещения; – Производственные факторы, связанные с аномальными климатическими и микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; – Работа с вредными веществами; – Укусы насекомых/животных; – Статические физические перегрузки, связанные с рабочей позой. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия,

	<p>заготовки, материалы);</p> <ul style="list-style-type: none"> – Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий; – Статическое электричество; – Работа с оборудованием под давлением/ударные волны воздушной среды. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: противовибрационные перчатки, обувь, противощумные наушники, ограждения и защитные кожухи, одежда с защитой от пониженных температур, нормирование рабочего времени на открытом воздухе, предупредительные вывески и сигналы при работе оборудования, заземление и зануление, соблюдение правил эксплуатации электроустановок.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: шум, вибрация, загрязнение воздуха, воды, почв, захоронение твердых отходов. Объект I категории, СЗЗ – 1000 м.</p> <p>Воздействие на литосферу: утечка химических веществ в почву, нарушение правил утилизации отходов производства.</p> <p>Воздействие на гидросферу: попадание ингибитора АСПО в сточные и поверхностные воды, продукты жизнедеятельности персонала.</p> <p>Воздействие на атмосферу: загрязнение воздуха вредными веществами.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: Разливы нефтепродуктов и химических реагентов при неисправности промышленного оборудования и трубопроводов; Пожары и взрывы.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: разливы нефтепродуктов и химических реагентов при неисправности промышленного оборудования и трубопроводов.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Денисюк Сергей Владимирович		

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.

Объектом исследования данной работы являются методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) на месторождениях Западной Сибири.

Работы по борьбе с АСПО 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).

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 [19] 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.

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 [20].

Работникам, выезжающим в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности: устанавливается районный коэффициент, предусматривающий надбавки к заработной плате; ежегодно предоставляется дополнительный оплачиваемый отпуск 24 дня лицам, выполняющим работы в условиях крайнего севера, 16 дней – в местностях, приравненный к районам крайнего Севера.

Работники, которые подвержены вредным и опасным условиям труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медосмотры, определяющие их пригодность для выполняемых работ. Трудовым Кодексом [20] 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

Требования к рабочему месту в операторной регламентируются ГОСТ 12.2.032-78 [21]. Конструкцией рабочего места обеспечено оптимальное положение работающего, которое достигается регулированием высоты сиденья и пространства для ног.

Рабочая зона на производственной площадке компонована согласно ГОСТ 12.2.033-78 [22]. Организация рабочего места и конструкция оборудования обеспечивает прямое и свободное положение корпуса тела работающего или наклон его вперед не более чем на 15°. Аварийные органы управления расположены в пределах зоны досягаемости моторного поля.

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).

Оператор ДНГ подвержен воздействию вредных и опасных факторов, находясь на производственной территории, классификация которых осуществляется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [23] (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте оператора ДНГ

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1. Повышенный уровень шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум [24]; СП 51.13330.2011 Защита от шума [25];
2. Повышенный уровень общей вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность [26]
3. Отсутствие или недостаток необходимого освещения	СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение [27]
4. Производственные факторы, связанные с аномальными климатическими и микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [28]
5. Работа с вредными веществами	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [29]
6. Укусы насекомых/животных	ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования [30]
7. Статические физические перегрузки, связанные с рабочей позой	ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам [31]
8. Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное [32]
9. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий	ГОСТ 12.1.019-2017. Электробезопасность [33]

10. Статическое электричество	ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля [34]
11. Работа с оборудованием под давлением/ударные волны воздушной среды	ГОСТ 34347-2017. Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия [35]

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

Повышенный уровень шума

Работающие компрессорные установки рядом с оператором ДНГ создают уровень звукового давления (дБА), который составляет 80 дБ. Допустимый уровень шума согласно [24] до 75 дБ.

Беспорядочные звуковые колебания снижают слух и ухудшают работоспособность человека, ослабляют память и внимание, а также нарушают артериальное давление и ритм сердца.

Устранение повышенного уровня шума производится путём устранения неисправностей работающего технологического оборудования. К индивидуальным средствам защиты от шума согласно СП 51.13330.2011 [25] относятся беруши или вкладыши, наушники и шлемы. Коллективными средствами защиты являются использование звукопоглощающих материалов в конструкциях шумящих механизмов и оборудования, а также организация режима труда и отдыха рабочих.

Повышенный уровень общей вибрации

Источниками вибраций при работе оператора ДНГ являются генераторы и компрессорные установки.

Согласно ГОСТ 12.1.012-2014 [26] гигиеническая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте 63 Гц. На рабочем месте

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

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

Отсутствие или недостаток необходимого освещения

Норма освещенности на рабочем месте оператора ДНГ при системе общего освещения согласно СНиП 23-05-95* [27] составляет 400 лк. В цехах с полностью автоматизированным технологическим процессом следует предусматривать освещение для наблюдения за работой оборудования, а также дополнительно включаемые светильники общего и местного освещения для обеспечения необходимой освещенности при ремонтно-наладочных работах.

При работе в ночное время на производственной площадке норма освещенности составляет не менее 10 люксов. При работах на открытых площадках в качестве осветительных приборов применяются прожектора и фонари.

Производственные факторы, связанные с аномальными климатическими и микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 [28], рабочее место находится в IV климатическом поясе (регион ІВ) и по уровню теплозащитных свойств относится к 3 классу защиты.

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, температура воздуха которого должна составлять не менее плюс 25 °С.

Защита при холодных пониженных температурах осуществляется путём использования теплой спецодежды, при осадках – непромокаемых плащей.

Работа с вредными веществами

Согласно ГОСТ 12.1.007-76 [29] нефть относится к 3 классу опасности. Для веществ, принадлежащих 3-му классу, установлены значения:

- ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны – 1,1-10,0 мг/м³;
- смертельная доза при введении в желудок – 151-5000 мг/кг;
- смертельная доза при нанесении на кожу – 501-2500 мг/кг;
- смертельная концентрация в воздухе – 5001-50000 мг/м³.

В работе оператора ДНГ основной вред наносится парами нефти в воздухе рабочей зоны. В качестве средств индивидуальной защиты необходимо использовать респираторы и другие средства защиты органов дыхания. Коллективная защита предусматривает использование герметичного оборудования, контроль его технического состояния, а также контроль качества воздуха газоанализаторами

Укусы насекомых/животных

Меры безопасности при работе с биологическими объектами по ГОСТ 12.0.003-2015 [30], должны обеспечивать предупреждение возникновения у работающих заболевания, состояния носительства, интоксикации, вызванных микроорганизмами, сенсibilизации организма, вызванной микро- и макроорганизмами, а также травм, вызванных макроорганизмами.

Производственные процессы согласно должны допускать возможность обеззараживания или обезвреживания территории, помещений, оборудования, транспортных средств, одежды и средств защиты применительно к специфике работы с данным биологическим объектом, а

также контроля за условиями труда и соблюдением гигиенических требований.

Система специальных профилактических мероприятий должна:

- обеспечивать возможность создания у работающих с патогенными микроорганизмами специфического активного или пассивного иммунитета (например, прививки от клещевого энцефалита);
- обеспечивать нормирование труда во вредных условиях;
- обеспечивать возможность повышения сопротивляемости организма (профилактическое питание);
- обеспечивать наличие ограждения территории предприятия для предупреждения появления диких животных.

Статические физические перегрузки, связанные с рабочей позой

Согласно ГОСТ 12.2.061-81 [31] конструкция рабочего места, его размеры и взаимное расположение его элементов (органов управления, средств отображения информации, кресла, вспомогательного оборудования и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психофизиологическим свойствам человека, а также характеру работы.

Организация рабочего места должна обеспечивать необходимый обзор зоны наблюдения с рабочего места. Средства отображения информации должны быть размещены в зонах информационного поля рабочего места с учетом частоты и значимости поступающей информации, типа средства отображения информации, точности и скорости слежения и считывания.

При 12-часовых рабочих сменах для работников со средним уровнем напряженности труда рекомендуется предусмотреть в динамике рабочей смены два обеденных перерыва общей продолжительностью 1,5 часа (первый - через 3,5 - 4,0 часа, второй - через 7,5 - 8,0 часа от начала работы). При работе в дневную 12-часовую смену рекомендуется предоставлять четыре

регламентированных перерыва по 10 минут с общей продолжительностью 40 минут.

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

Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования)

Работы оператора ДНГ включает работу со множеством машин и оборудования. Для защиты от удара движущихся машин и механизмов необходимо соблюдать требования безопасности и правила эксплуатации оборудования согласно ГОСТ 12.2003-91 [32]. С целью предупреждения появления человека в опасной зоне используются оградительные устройства и сигнальные таблички.

Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий

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 12.1.019-2017 [33] должны иметь заземление и зануление отдельной жилой кабеля с таким же сечением жилы, как и сечение рабочих жил.

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

К работе с электрооборудованием допускаются лица, имеющие допуск по электробезопасности не ниже 3 степени, кроме того сотрудник обязан проходить периодические и внеплановые инструктажи и проверку знаний.

К индивидуальным средствам защиты относятся диэлектрические перчатки и обувь, изолированные рукоятки инструментов, изолирующие подставки.

Статическое электричество

Рабочее место должно соответствовать ГОСТ 12.1.045-84 [34]. Токи статического электричества, наведенные в процессе работы компьютера на корпусах монитора, системного блока, клавиатуры, а также при работе оператора, могут приводить к разрядам при прикосновении к этим элементам.

Методы защиты от воздействия статического электричества:

- влажная уборка, чтобы уменьшить количество пылинок в воздухе и на предметах лаборатории;
- использование увлажнителей воздуха;
- защитное заземление.

В операторной уровень относительной влажности находится в пределах нормы. Ремонт электрических приборов самостоятельно не осуществляется, токоведущие части изолированы. ПК подключен к сетевому фильтру с электропредохранителем, проводится влажная уборка помещения.

Работа с оборудованием под давлением/ударные волны воздушной среды

Работа по борьбе с АСПО подразумевает работу с компрессорами, которые создают высокое давление для нагнетания ингибитора в скважину.

Согласно ГОСТ 34347-2017 [35] конструкция сосудов должна обеспечивать надежность и безопасность эксплуатации в течение расчетного срока службы.

Сосуды под давлением в зависимости от назначения должны быть оснащены запорной или запорно-регулирующей арматурой, приборами для измерения давления и предохранительными устройствами. Для работы с сосудами под давлением необходимо иметь допуск и проходить периодическую проверку знаний ПБ.

5.3 Экологическая безопасность

Защита селитебной зоны

Согласно постановлению Правительства РФ от Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. объекты по добыче сырой нефти и (или) природного газа, включая переработку природного газа и производству нефтепродуктов относятся к объектам I категории, для которых согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1200-03 [36] санитарно-защитная зона принята 1000 м.

Защита атмосферы

При работах по депарафиназации 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.

Воздух производственных помещений должен соответствовать требованиям СанПиН 2.1.3684-21 [37].

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

Защита 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.

Работа объекта осуществляется согласно ГОСТ 17.1.3.06-82 [38] и ГОСТ 17.1.3.13-86 [39] об охране подземных и поверхностных вод.

Для предотвращения попадания углеводородного сырья и сточной воды в водоёмы, необходимо устанавливать в этих местах нефтеловушки, боновые заграждения, а также специальные биологические пруды, которые подлежат экологическому контролю.

Защита литосферы

Почвы в районе нефтедобычи подвержены негативному воздействию при разливе нефтепродуктов на поверхности, а также химическому загрязнению горизонта грунтовых вод различными группами загрязняющих веществ. Кроме того, в почве вредные химические реагенты могут мигрировать к водозаборным сооружениям.

Защита литосферы осуществляется согласно СанПиН 2.1.3684-21 [38]

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.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, согласно ГОСТ Р 22.0.01-2016 [40], при проведении производственных работ могут иметь природный, биологический, социальный, экологический или техногенный характер.

При осуществлении работ по депарафинизации скважин на кустовой площадке, возможны 2 типа чрезвычайных ситуаций:

- Разливы нефтепродуктов и химических реагентов при неисправности промышленного оборудования и трубопроводов;
- Пожары и взрывы.

Наиболее вероятная аварийная ситуация – розлив нефти из агрегата для депарафинизации скважин (АДПМ).

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, вызвать пожарную бригаду.

Выводы по разделу

В представленном разделе были рассмотрены вопросы социальной ответственности, к которым относятся профессиональная социальная безопасность, экологическая безопасность, а также безопасность в ЧС и правовые и организационные аспекты обеспечения безопасности.

Рассмотренные вредные и опасные факторы находятся в пределах нормативных значений. Производственный процесс осуществляется согласно регламентирующим документам, имеются средства коллективной и индивидуальной защиты.

Помещение согласно ПУЭ имеет 2 категорию по электробезопасности (помещения с повышенной опасностью). Группа персонала по электробезопасности не ниже 3.

Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса П–I и взрывоопасной зоне 2 класса.

В подразделе «Экологическая безопасность» были рассмотрены возможные негативные последствия, влияющие на окружающую среду, в ходе рабочего процесса. Наибольшее негативное воздействие на окружающую среду оказывается при разливе нефти из агрегата для депарафинизации скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе были рассмотрены проблема образования асфальтосмолопарафиновых отложений и проанализированы технологии борьбы с АСПО на месторождениях Западной Сибири.

Изучены причины и условия образования отложений АСПО на объектах добычи нефти, среди которых наиболее распространенной является изменение термобарических условий потока. Анализ компонентного состава нефти Западной Сибири показал, что для нее характерно высокое содержание парафинов и низкое содержание асфальтенов и смол.

Широкое применение среди технологий борьбы с АСПО получили механические методы, химические – применение ингибиторов и растворителей, а также технологии промывки горячей нефтью и применение НКТ с полимерным покрытием, не позволяющим отложениям агрегироваться на поверхности труб.

На примере Приобского месторождения был рассмотрен комплекс мероприятий по предупреждению и удалению асфальтосмолопарафиновых отложений, среди которых в качестве превентивных мер, силикатно-эмалевые трубы НКТ, а также ингибитор АСПО – эфир щавелевой кислоты диаминоксалат. Для удаления АСПО применяются скребки СЛ-техно в составе установки депарафинизации скважин УДС-Техно 101, а также смесь гексена и толуола 1:1 в качестве растворителя АСПО. Периодичность проведения скребкования – не менее 4 раз в месяц, дозировка ингибитора 200 мг/л. Растворители АСПО рекомендуются для обработки лифта скважин 1 раз в 60 и более суток.

Таким образом, на месторождениях Западной Сибири используются различные технологии борьбы с АСПО, представляющие собой комплекс мероприятий, направленных на бесперебойную работу скважин и максимальное увеличение межремонтного периода.

Наиболее эффективными и перспективными методами борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями являются химические методы борьбы. Они обеспечивают высокую эффективность при низких ресурсных затратах и способствует защите всего нефтепромыслового оборудования месторождения, включая систему сбора и транспорта углеводородного сырья.

В разделе «Социальная ответственность» 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.

В экономической части рассчитана сумма затрат на проведение одной операции по закачке химического реагента в скважину, которая составила 188870,17 рубля при расходе ингибитора 200 г/м³.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО «НедраБизнесцентр», 2000. – 653 с.
2. ГОСТ 11851-85 Нефть. Метод определения парафина.
3. Петрова Л.М., Форс Т.Р., Юсупова Т.Н., Мухаметшин Р.З., Романов Г.В. Влияние отложения в пласте твердых парафинов на фазовое состояние нефтей в процессе разработки месторождений // Нефтехимия. 2005. Т.45. №3. С. 189-195.
4. Каминский Э.Ф., Хавкин В.А. Глубокая переработка нефти: технологический и экологический аспекты - М.: Техника, 2001. - 384 с.
5. Абашев, Р.Г. О классификации асфальто-смоло-парафиновых отложений на нефтепромысловом оборудовании / Р.Г. Абашев // Нефтяное хозяйство. - 1984. - №6. – С. 48-49.
6. Abdel-Raouf, Manar El-Sayed. Factors Affecting the Stability of Crude Oil Emulsions. - 2012/03/02. SN - 978-953-51-0220-5. URL: https://www.researchgate.net/publication/221926642_Factors_Affecting_the_Stability_of_Crude_Oil_Emulsions (Дата обращения: 16.04.2022).
7. Коробов Г.Ю. Исследование влияния асфальто-смолистых компонентов в нефти на процесс образования асфальтеносмолопарафиновых отложений / Г.Ю. Коробов, М.К. Рогачев // Нефтегазовое дело. – 2015. – №3. – С. 162-173.
8. Глущенко, В.Н. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений. Нефтепромысловая химия / В.Н. Глущенко, В.Н. Силин. – М. : Интерконтракт Наука, 2009. – 475 с.
9. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними/ В. П. Тронов – М.: Недра, 1969. - 192 с.
10. Усенова А. А. Анализ современного состояния и эффективности методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в условиях

Крайнего Севера / А. А. Усенова ; науч. рук. М. В. Мищенко // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г.: в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2020. — Т. 2. — С. 149-150.

11. EIA, US and Central Asian Roles in Global Energy Markets: USTurkmenistan Energy Roundtable, Washington, DC, USA, September 24, 2007.

12. Альмухаметова, Э.М. Эффективность применения греющего кабеля в условиях Ванкорского месторождения[Текст] / Альмухаметова Э.М., Габдрахманов Н.Х., Альмухаметов Ф.Ф., Габзалилова А.Х., Петрова Л.В., Гарифуллина З.А.// Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 2 (104). С. 9-17.

13. Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Саранча А.В. Применение магнитных активаторов для борьбы с отложениями АСПО, солей и коррозией // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2-2.; URL: <http://science-education.ru/ru/article/view?id=21995> (дата обращения: 03.05.2022).

14. Чичканов, С. В. Химреагенты марки "Пралът" для добычи, подготовки и транспортировки нефти / С. В. Чичканов // Территория Нефтегаз. – 2013. – № 6. – С. 81. – EDN REAUIZ.

15. Булатов А.В., Кусов Г.В., Савенюк. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг». Т.1. – 2011. – 348 с.

16. Насыбуллина А.Ш., Рахматуллина Г.М., Пивсаева Е.В., Шарафутдинов Р.Р., Дмитриев Д.В. Опыт применения удалителя парафиноотложений СНПХ-7р-14А и ингибитора парафиноотложений СНПХ-7821 на добывающих скважинах Ванкорского месторождения// Территория нефтегаз. 2017. №1-2. С.58- 64.

17. Денисламов И.З., Гафаров Ш.А., Галимов А.М. Совершенствование технологий удаления асфальтосмолопарафиновых отложений с лифтовых труб скважин и трубопроводов // Нефтегазовое дело. 2013. № 4. С 77-82.

18. Сайт компании ООО «ТехСмарт»: [Электронный ресурс]. Режим доступа: Свободный. URL: <https://www.tehsmart.ru/p/ustanovka-deparafinizatsii-skvazhin-uds-tehno> (дата обращения: 10.05.2022).

19. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.

20. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

21. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

22. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

23. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

24. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

25. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.

26. ГОСТ 12.1.012-2014 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

27. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.

28. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

29. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
30. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.
31. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам
32. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
33. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты (с Поправкой).
34. ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
35. ГОСТ 34347-2017. Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия
36. СанПиН 2.2.1./2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».
37. СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий».
38. ГОСТ 17.1.3.06-82 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
39. ГОСТ 17.1.3.13-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения.
40. ГОСТ Р 22.0.01-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения.

