

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
Повышение эффективности эксплуатации скважин с применением химических методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на месторождениях Каспийского моря

УДК 622.276.72(262.81)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Джумаевой Дженнет		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		

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

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Джумаевой Дженнет

Тема работы:

Повышение эффективности эксплуатации скважин с применением химических методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на месторождениях Каспийского моря	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-13/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	28.06.2021
--	------------

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 Каспийского моря; финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
1. Предпосылки возникновения асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче нефти	Старший преподаватель, Гладких Марина Алексеевна
2. Анализ методов и технологий борьбы с АСПО	
3. Оценка эффективности ингибиторов АСПО и подбор ингибитора для нефти месторождений Каспийского моря	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	
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. Оценка эффективности ингибиторов АСПО и подбор ингибитора для нефти месторождений Каспийского моря	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2021

Задание выдал руководитель / консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Джумаева Дженнет		

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: бакалавриат
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2020 /2021 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	28.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.03.2021	Введение	10
24.03.2021	Предпосылки возникновения асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче нефти	20
03.04.2021	Анализ методов и технологий борьбы с АСПО	10
25.04.2021	Оценка эффективности ингибиторов АСПО и подбор ингибитора для нефти месторождений Каспийского моря	20
11.05.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
18.05.2021	Социальная ответственность	15
10.06.2021	Оформление работы	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

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
- КОПС** – комплект оборудования для промывки скважин
- ШГН** – штанговый глубинный насос
- СПКУ** – специальное погружное кабельное устройство

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 93 страницы, в том числе 18 рисунков, 13 таблиц. Список литературы включает 45 источников.

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

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

Цель работы – анализ химических методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на примере месторождений компании «DRAGON OIL (TURKMENISTAN) LTD» и сравнение эффективности их применения.

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 химических методов с результатами опытно-промышленных испытаний на различных месторождениях Туркменистана и представлен их сравнительный анализ.

В результате исследования выявлены наиболее эффективные технологии по предотвращению и удалению асфальтосмолопарафиновых отложений на месторождениях группы компаний «DRAGON OIL LTD». На основании результатов лабораторных исследований в заключении сделан вывод об эффективности применяемых компанией химических методов борьбы и выбран наиболее эффективный ингибитор для нефти месторождений компании «DRAGON OIL».

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	12
1.1 Состав и свойства АСПО	12
1.2 Причины и механизм образования асфальтосмолопарафиновых отложений	16
1.3 Факторы, влияющие на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений	18
1.4 Особенности добычи нефти на месторождениях туркменской части Каспийского моря.....	23
2 АНАЛИЗ МЕТОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С АСПО	27
2.1 Методы предупреждения образования отложений АСПО	27
2.1.1 Применение защитных покрытий	28
2.1.2 Физические методы.....	28
2.1.3 Химические методы	29
2.2 Методы удаления АСПО.....	35
2.2.1 Тепловые методы	36
2.2.2 Механические методы	36
2.2.3 Химические методы.....	37
2.2.4 Биологический метод.....	43
3 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРОВ АСПО И ПОДБОР ИНГИБИТОРА ДЛЯ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАСПИЙСКОГО МОРЯ	45
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	47
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	50
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	50
5.2 Производственная безопасность	52
5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия	53

5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия	56
5.3 Экологическая безопасность.....	59
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	61
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	65
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	67

ВВЕДЕНИЕ

Большинство нефтяных залежей Каспийского моря характеризуются высокой насыщенностью пластовых нефтей парафиновыми углеводородами (УВ). Чаще всего, в ходе разработки данных месторождений вследствие изменения термобарических условий при вскрытии пласта происходят фазовые превращения с образованием твердых асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на подземном глубинном насосном оборудовании (ГНО) и наземных промысловых коммуникациях. Отложения АСПО уменьшают проходное сечение оборудования, увеличивают вероятность выхода оборудования из строя и, как следствие, аварийных ситуаций. Наибольшее распространение в настоящее время получили химические методы борьбы с парафиновыми отложениями. Данные методы позволяют не только удалять образовавшиеся асфальтосмолопарафиновые отложения, но и предупредить их отложение.

Каждое месторождение уникально по своему геологическому строению и геолого-физическим условиям, а также по составу пластовой нефти и воды, следовательно, методы борьбы с АСПО для каждого месторождения необходимо подбирать индивидуально. Так как совсем предотвратить процесс образования АСПО невозможно, целью применения тех или иных технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями является увеличение межремонтного периода скважин. Эффективность применения технологий борьбы тем выше, чем в большей мере оценен состав АСПО отложений, их физико-химические свойства, причины и механизм образования. Выбор метода также должен основываться на применимости в данных условиях эксплуатации и экономической целесообразности.

Целью данной квалификационной работы является анализ химических методов, применяемых на месторождениях Каспийского моря.

Для достижения цели были поставлены задачи:

1. Раскрыть факторы и механизмы образования асфальтосмолопарафиновых отложений;
2. Проанализировать данные по составу АСПО на месторождениях Каспийского моря;
3. Рассмотреть существующие методы и технологии предотвращения и удаления отложений;
4. Провести сравнительный анализ используемых химических методов борьбы с АСПО на месторождениях Каспия;
5. Выделить наиболее эффективные методы, применяемые на месторождениях Каспийского моря на примере месторождений компании «DRAGON OIL LTD».

1 П Р Е Д П О С Ы Л К И В О З Н И К Н О В Е Н И Я А С Ф А Л Ь Т О С М О Л О П А Р А Ф И Н О В Ы Х О Т Л О Ж Е Н И Й П Р И Д О Б Ы Ч Е Н Е Ф Т И

1.1 Состав и свойства АСПО

Чтобы выбрать наиболее подходящий метод борьбы с отложениями нужно иметь четкое представление о составе и свойствах АСПО. Сами отложения представляют собой твёрдую смесь углеводородов, схожую по структуре с густой мазеобразной субстанцией, тёмно-коричневого или чёрного цвета. Основными компонентами состава являются асфальто-смолистые вещества (АСВ) (20-40 % масс.) и парафины (20-70 % масс.), а также присутствуют силикалегевая смола, связанная нефть и механические примеси в виде песка, глины, солей и воды [1]. На состав и процентное содержание компонентов влияет природа добываемой нефти в пределах нефтедобывающего региона, а также месторождения и твёрдых углеводородов, из которых они состоят, место отбора проб, и ряд других геологических, гидродинамических и термодинамических факторов.

Доля парафинов в составе АСПО являются преобладающей. Парафины представляют собой углеводородные соединения метанового ряда. При высоких пластовых давлениях и температурах парафины в нефти находятся в растворённом состоянии, а при изменении термодинамических условий (поднятие флюида на поверхность) могут выпасть в осадок.

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%

В отдельных случаях содержание парафина может достигать 25%. Парафин обладает неактивной природой и поэтому не растворяется в кислотах, щелочах и других химических реагентах. Имеет преимущественно

линейное строение и записывается химической формулой C_nH_{2n+2} , в которой значение n находится в пределах от 16 до 64. Большинство составов растворителей представляют собой композиции алифатических, нафтеновых и ароматических углеводородов в сочетании с ПАВ и веществами, содержащими гидроксильные, аминные, эфирные и нитро-группы (легкий бензин, бензол, ацетон, этиловый эфир и т.д.) [3]. Температура плавления парафина в стандартных условиях составляет 45-65 °С [4].

Смолисто-асфальтовые вещества – сложная смесь наиболее высокомолекулярных компонентов нефти, содержание которых достигает 10-50% масс. Смолисто-асфальтовые вещества представляют собой гетероорганические соединения гибридной структуры, включающие в состав молекул азот, серу, кислород и некоторые металлы (Fe, Mg, V и др.). На долю углеводородной части смолисто-асфальтовых веществ приходится 80-95% всей молекулы. Компоненты АСПО представлены на рисунке 1.1.

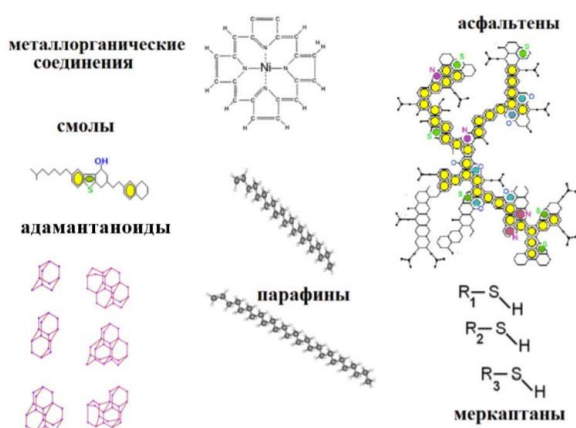


Рисунок 1.1. – Высокомолекулярные компоненты АСПО

Асфальто-смолистая часть нефтей представляет собой вещество темного окраса с относительной молекулярной массой 500-1200. Асфальто-смолистые вещества и другие полярные компоненты являются поверхностно-активными соединениями нефти и природными стабилизаторами водонефтяных эмульсий [5].

Смолы представляют собой вязкие малоподвижные жидкости, а иногда и твёрдые аморфные вещества от тёмно-коричневого до бурого цвета, которые составляют от 70 до 90% всех гетероорганических соединений нефти. Их

молекулярная масса колеблется в пределах от 600 до 1000. Смолистые вещества термически и химически нестабильны, легко окисляются и конденсируются, превращаясь при этом в асфальтены.

Асфальтены являются более высокомолекулярными соединениями, чем смолы. Они отличаются от смол несколько меньшим содержанием водорода и и более высоким содержанием гетероатомов, в связи с чем представляют собой твёрдые аморфные вещества с плотностью свыше 1,14 г/мл, молекулярная масса находится в пределах от 2000 до 4000.

Асфальтены химически активны и склонны к комплексообразованию с хлоридами металлов и ортофосфорной кислотой. Асфальтены, выделенные из сырых нефтей, хорошо растворяются в бензоле, циклогексане, сероуглероде, хлороформе и прочих органических растворителях, но нерастворимы в низших алкановых углеводородах. Благодаря этому свойству возможно выделение асфальтенов из нефти и нефтепродуктов.

При нагревании асфальтены размягчаются, но не плавятся; при температуре выше 300⁰С они переходят в кокс и газ.

Выделяются 3 класса асфальтосмолопарафиновых отложений, которые представлены в таблице 1.1, где П, А, С – содержание парафинов, смол и асфальтенов (% масс.) соответственно.

Таблица 1.1 – Классификация типов АСПО [6]

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

Таким образом, зная тип и вид АСПО, при выборе метода борьбы можно, исходя из теоретических знаний химических свойств веществ, а также общей теории растворимости, подобрать наиболее эффективные реагенты.

Физико-химические свойства отложений определяются их плотностью, молекулярной массой, температурой плавления, адгезией, которая характеризует сцепление отложений с поверхностью контакта нефтепромыслового оборудования. Также среди свойств АСПО можно выделить показатель преломления и оптическую плотность.

Плотность как свойство АСПО является параметром, который характеризует происхождение отложений и связан с их химической природой. Плотность нефти варьируется в пределах от 730 до 1040 кг/м³. В пластовых условиях она составляет порядка 0,82 – 0,90 г/см³. При преобладании в нефти парафиновых фракций, плотность отложений наименьшая. В нефти с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых веществ плотность отложений достигает наибольших значений.

Для определения индивидуальных углеводородов в составе отложений, АСВ и их смесей, которыми являются АСПО, используют показатель средней молекулярной массы, на основе которого можно провести анализ как отдельных компонентов, так и АСПО в целом. Для различных компонентов системы она варьируется в диапазоне от 200 до 4000 атомных единиц масс.

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

Адгезия и седиментация являются важнейшими свойствами АСПО, которые характеризуют способность выпадения отложений на стенках

технологических труб и нефтепромыслового оборудования. Для оценки данных свойств проводятся исследования методом «холодного стержня» или «холодного пальца», измеряются показатели температуры застывания и потери текучести.

Определение оптической плотности и показателей преломления для описания свойств АСПО и твёрдых углеводородов нефти используют, как дополнительные показатели при невозможности измерения основных. Некоторые исследователи находят применения данных показателей для ориентировочной оценки и прогнозирования уровня парафинизации скважин.

1.2 Причины и механизм образования асфальтосмолопарафиновых отложений

Выпадение парафина из нефти представляет собой сложный физико-химический процесс, на который влияет очень много факторов и результатом которого является снижение растворяющей способности нефти.

Часто процесс образования АСПО называют «парафинизацией», так как именно молекулы парафина, растворенные в нефти, инициируют этот процесс выстраивая твёрдую кристаллическую решётку. На выпадение парафинов из нефти влияет множество факторов, основное действие которых заключается в снижении растворяющей способности нефти за счет изменения термодинамических условий.

К факторам, влияющим на АСПО, относятся:

- снижение температуры потока нефти до температуры начала кристаллизации;
- давление и газовый фактор;
- сцепление парафиновых углеводородов с поверхностью стенок трубопровода;
- разность температур окружающей среды и потока нефти;
- скорость течения потока нефти;
- свойства поверхности;

- компонентный состав, плотность и вязкость нефти;

Механизм образования парафиновых отложений по В.П. Тронову включает в себя следующие стадии [4]:

- возникновение радиального температурного градиента;
- образование градиента концентрации растворенного парафина;
- движение растворенных молекул парафина к стенке трубы (молекулярная диффузия);
- кристаллизация частиц парафина на стенке трубы.

Макромолекулы асфальтенов, находясь в коллоидном состоянии, могут выполнять роль центров притяжения и осаждения молекул растворенных в нефти смол. Образующиеся асфальтеносмолистые комплексы взаимодействуют с молекулами жидких углеводородов, которые находятся в границах их влияния. При температуре ниже температуры начала кристаллизации твердых парафинов последние в виде «хлопьев» коагулируют с АСК, в результате формируются асфальтеносмолопарафиновые комплексы (АСПК) [5, 6]. Кристаллизация обычно происходит при температурах ниже 25-35°С. Температура начала кристаллизации зависит от условий и состава нефти, поэтому у нефтей разных месторождений эта температура разная.

При образовании микрокристаллов парафина, нефть становится суспензией – жидкостью со взвешенными частицами парафина размерами от 4 до 16 мкм.

По мере снижения давления и температуры начинается образование в объеме нефти кристаллов твердых парафинов, адсорбирующихся на АСК, в том числе на слое асфальтеносмолистых веществ, покрывающих нефтепромысловое оборудование (рисунок 1.2). При снижении температуры потока ниже температуры кристаллизации увеличиваются темпы парафинообразования и последующего его сцепления с АСК. При подъеме нефти эти частицы схватываются с поверхностью технологического

оборудования и образуют слой отложений с увеличивающимся (по направлению потока) содержанием твердых парафинов.

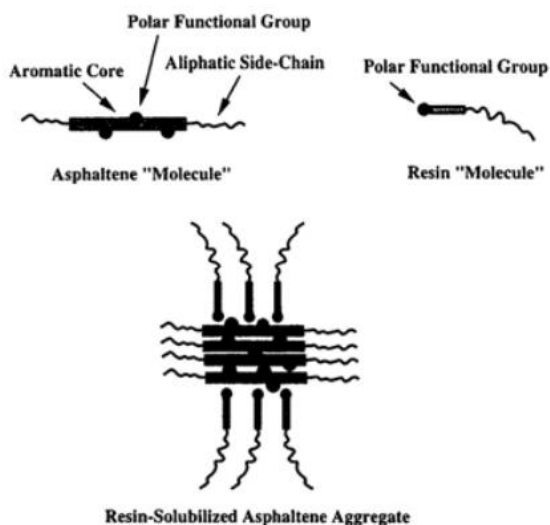


Рисунок 1.2 – Стабилизация агрегатов асфальтенов за счет взаимодействия со смолами

Таким образом, сами по себе парафиновые кристаллы не могут образовывать прочные отложения. Поэтому при образовании АСПО большую роль играют асфальтены, смолы и механические примеси, которые выполняют функцию цементирующего элемента.

Выбор рациональных способов борьбы с АСПО и эффективность различных методов зависит от многих факторов. Например, от состава и свойств нефти, термобарических условий, режима течения и др.

1.3 Факторы, влияющие на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений

На процесс образования АСПО влияет множество факторов, среди которых можно выделить несколько наиболее распространенных.

Компонентный состав нефти. Так как основная доля в АСПО приходится на парафины, которые представляют собой углеводородные соединения метанового ряда, то можно сделать вывод, что менее склонна к формированию прочных парафиновых отложений нефть с высоким содержанием в своем составе нафтеновых и ароматических углеводородов.

Компоненты в нефти определяют растворяющую способность системы по отношению к парафиновым углеводородам [7]. Образование АСПО происходит интенсивней в нефти, имеющей в своем составе большое содержание лёгких фракций, способных выкипать до 350°C. Её растворяющая способность выше, чем у тяжелой и влияет на температуру кристаллизации парафинов. В основном на структурообразование и агрегативную устойчивость парафинов оказывают влияние смолисто-асфальтеновые компоненты, их состав, строение и взаимное соотношение. Они являются ингибиторами в процессе образования отложений, снижая поверхностное натяжение при адсорбции на поверхностях кристаллов парафинов. Происходит разупорядочение и утоньшение адсорбционного слоя, то есть десольватация кристалла с изменением характера кристаллизации. Силы коагуляционного сцепления уменьшаются и кристаллы остаются в подвижном состоянии в нефтяном потоке, так как не происходит образования объёмной структурной сетки. Растворенные смолисто-асфальтеновые компоненты в нефти вызывают процесс пептизации, который заключается в адсорбционном ингибировании кристаллов парафина, и выступают в качестве естественных депрессаторов.

Асфальтены будут оказывать депрессорное действие, то есть тормозить процесс структурообразования, при содержании их в нефти более 5 %. Они могут являться зародышевыми центрами. Молекулы парафина в свою очередь будут сокристаллизовываться с алкильными цепочками асфальтенов, образуя тем самым точечную структуру. В результате, выделение парафинов на поверхности ухудшается, так как не происходит образования сплошной решетки.

Смолы наоборот будут способствовать формированию ленточных агрегатов парафиновых кристаллов, а также созданию условий для прилипания парафинов к поверхности, оказывая противоположный эффект на влияние асфальтенов.

Взаимное соотношение асфальто-смолистой и парафиновой компоненты в составе АСПО проявляется таким образом, что с увеличением доли смол и асфальтенов уменьшается содержание парафиновой компоненты. Результат общего действия смолисто-асфальтеновых веществ сводится к изменению температуры насыщения нефти парафином и находится в прямой зависимости от массовых концентраций смол и в обратной от концентрации асфальтенов. Например, преобладание массового содержания смол повлияет на рост температуры насыщения. А с увеличением асфальтенов, температура насыщения снижается, из-за недостатка стабилизирующих компонентов – смол. Также значительное влияние на структурообразование АСПО оказывают механические примеси, песок, глина, выносимые потоком флюида из скважины.

Обводненность. Согласно некоторым исследованиям [8] с ростом обводненности нефти снижается интенсивность образования АСПО. Это явление связывают с тем, что при движении обводненной нефти происходит смачивание поверхности промыслового оборудования и снижение адгезии АСПО. Также обводненная нефть имеет большую теплоемкость за счет содержания воды, следовательно, скорость охлаждения потока будет ниже и меньше вероятность выпадения АСПО.

Условия добычи. Вследствие движения нефтяной системы от забоя скважины к её устью происходит снижение давления в самой скважине. В призабойной зоне пласта изменения происходят от периферии к центральной части. Это приводит к нарушению гидродинамического равновесия газожидкостной системы. Начинает увеличиваться объём газовой фазы, что сказывается на уменьшении стабильности жидкой фазы и образовании кристаллов парафиновых углеводородов. Парафины начинают выделяться из нефти, если давление насыщения нефти газом начинает превышать давление на забое, за счет этого происходит выделение лёгких углеводородных

фракций. Это может происходить и в скважине, и в пласте, так как нарушение равновесного состояния возможно в любой точке.

Градиент температур. Непрерывное снижение температуры потока происходит в стволе скважины и в НКТ вследствие теплоотдачи в горные породы, а также при транспортировке по трубопроводу по причине контакта с охлажденной металлической поверхностью, что приводит к выделению кристаллов парафиновых углеводородов. Градиент температур при этом направлен к центру трубы и по направлению теплопередачи происходит отложение образовавшихся кристаллов на поверхности под действием молекулярной диффузии. Чем больше градиент температур между окружающей средой и потоком, тем больше количество образовавшихся отложений. Также возможно накопление АСПО на стенках НКТ, в выкидных линиях, резервуарах сборных пунктов, особенно в зимнее время, когда возрастает разница температур окружающей среды и газонефтяного потока. В начале процесса наблюдается максимальная скорость осадкообразования, которая постепенно снижается в связи с утолщением слоя АСПО.

Скорость потока. Скорость потока пластовых флюидов также влияет на интенсивность парафинизации скважинного оборудования. Ускорение нефтяного потока снижает перепад температур по стволу скважины, но одновременно усиливает его теплопотери вследствие более интенсивного разгазирования 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 [9,10].

Поверхность промыслового оборудования. Прочность сцепления ПУ со стенками труб зависит от свойств поверхности, её состояния, а также от материала, который был использован при изготовлении. На начальной стадии осадконакопления прослеживается основное влияние качества обработки

металлических поверхностей. Шероховатости и микронеровности поверхности труб выступают в роли очагов вихреобразования, которые интенсифицируют перемешивание жидкости и замедление скорости потока. В результате чего начинает выделяться газ и парафин, увеличивается адгезия кристаллов парафиновых углеводородов на внутренней поверхности стенок. На интенсивность образования отложений влияют свойства материала, а именно степень их полярности, из которого изготовлено нефтепромысловое оборудование. Чем выше значение полярности материала, тем меньше интенсивность образования АСПО и лучше гидрофильные свойства. Это объясняется низкой адгезией кристаллов парафиновых углеводородов. 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. Таким образом, чем выше значение полярности материала поверхности труб и лучше качество обработки, тем ниже адгезия кристаллов парафина и меньше скорости, при которых будет происходить смыв отложений.

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.

До начала интенсивной кристаллизации твердых парафинов протекающие процессы в большей степени определяются действием сил межмолекулярного взаимодействия. По мере формирования под влиянием когезии и адсорбции крупных частиц дисперсной фазы усиливается роль сил, связанных с поверхностными электрическими зарядами, а также влияние гидродинамических факторов (перенос частиц, в том числе в направлении, перпендикулярном движению потока).

Воздействие на пласт. В прискважинной зоне на выпадение асфальтенов влияют бурение, заканчивание скважин, кислотная обработка пластов и проведение ГРП. Изменение давления и температуры оказывает существенное влияние при подъёме нефти по стволу скважины.

Асфальтены выпадают в пластах в режиме их естественного истощения при падении давления. Обычно это происходит в пластах, где содержится легкая или средняя по плотности нефть с небольшим содержанием асфальтенов. Начальное пластовое давление при этом превышает давление насыщения, соответственно флюид является недонасыщенным. А максимальное отложение асфальтенов будет происходить при давлении равном давлению насыщения. Тяжелые нефти в свою очередь способны растворять большее количество асфальтенов, следовательно, проблем с выпадением не возникает.

Для повышения эффективности разработки месторождений применяют методы увеличения нефтеотдачи, путем закачки углеводородных газов или углекислого газа. Выпадение асфальтенов в процессе применения метода усиливается, при этом они способны откладываться в любой точке пласта. Асфальтены также выпадают при закачке растворителей в пласты с тяжёлой нефтью. Внутри пласта асфальтены после выпадения в осадок остаются во взвешенном состоянии в нефтяном потоке или откладываются на поверхности породы, при этом забивая пласт.

1.4 Особенности добычи нефти на месторождениях туркменской части Каспийского моря

Каспийское море (озеро) находится на границе между Европой и Азией. Оно располагается на 28 м ниже уровня Мирового океана, его протяженность с севера на юг составляет 1200 км, ширина – 320 км, общая площадь – приблизительно 380 000 км².

Согласно оценке, приведенной в «Oil and Gas Journal», суммарные доказанные запасы в странах, имеющих «долю» в Каспийском бассейне,

составляют 32 млрд. тонн (235 млрд. баррелей). Произведенные Администрацией по энергетической информации оценки доказанных запасов нефти в самом Каспийском бассейне варьируют от 2356 до 6807 млн. тонн (от 17 до 50 млрд. баррелей) [11].

Туркменский нефтегазовый проект, реализуемый на шельфе Каспийского моря, по условиям соглашения о разделе продукции охватывает нефтеносный участок «Блок-1» (рисунок 1.3). Оно было подписано в 1996 г. между правительством Туркмении и малазийской нефтяной компанией Petronas сроком на 28 лет. Площадь контрактной территории составляет около 1467 кв. км. В рамках проекта предусмотрена разработка нефти и газа на туркменском шельфе Каспийского моря. Район разработки включает в себя месторождения Диярбекир (Банка Баринов), Магтымгулы (Восточный Ливанов), Овез (Центральный Ливанов), Машрыков (Западный Ливанов) и Гарагол-Дениз (Банка Губкина). Разведанные запасы блока составляют не менее 1 трлн куб. м газа, более 200 млн т нефти и 300 млн т газового конденсата. С морских месторождений Туркменистан может экспортировать до 5 млрд куб. м газа ежегодно.

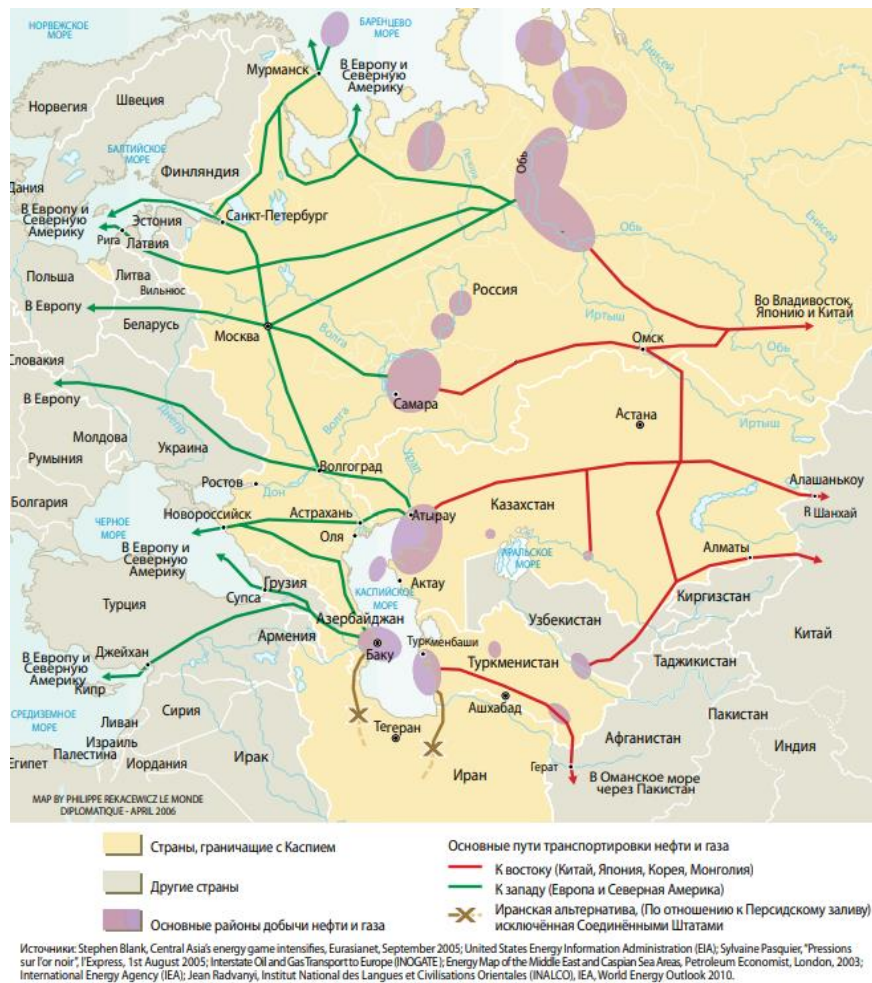


Рисунок 1.3 – Основные районы добычи и пути транспортирования нефти и газа Каспийского моря

Челекен, Блок 2 – туркменский нефтегазовый проект, реализуемый на шельфе Каспийского моря (рисунок 1.4) по условиям соглашения о разделе продукции, подписанного в 2000 г. между правительством Туркмении и Dragon Oil сроком на 25 лет. В 2002 г. началась добыча нефти и газа проекта «Челекен» [12].



Рисунок 1.4 – Расположение нефтеносного блока «Челекен» на карте

Площадь нефтеносного блока составляет около 1026 км². Район разработки включает в себя месторождения Джейтун (Банка ЛАМ), Джигалыбек (Банка Жданова) и Челекениянгуммез (Причелекенский купол).

Разведанные запасы блока составляют около 85 млн т нефти и 62 млрд м³ газа. Добыча нефти к 2008 году составила 2 млн т, к 2010 г. – увеличилась в 10 раз: до 3,65 млн т/год.

Нефти Челекена (Западный и Дагаджикский участок) в верхней части красноцветной толщи метанового типа, причем плотность их на обоих участках уменьшается с глубиной. На Западном Челекене в верхней красноцветной толще плотность нефти 0,86 г/см³, в средней красноцветной – 0,84 г/см³ и нижней красноцветной – 0,82 г/см³; на Дагаджике плотность соответственно 0,88, 0,88 и 0,87 г/см³. Нефти верхних горизонтов характеризуются также повышенным содержанием нафтеновых углеводородов и смолистых веществ и несколько повышенным содержанием парафина [13]. В связи с чем можно при разработке месторождений туркменской части Каспийского моря встает вопрос о применении методов борьбы с АСПО путем как предупреждения, так и удаления асфальтосмолопарафинистых отложений.

2 АНАЛИЗ МЕТОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С АСПО

Современные способы борьбы с АСПО предполагают выполнение мероприятий по двум направлениям: профилактика (предотвращение) накопления отложений асфальтосмолопарафиновых веществ и удаление уже образовавшихся отложений (рисунок 2.1).



Рисунок 2.1 – Классификация современных методов борьбы с АСПО

[14]

Множество факторов (физико-химических, технологических, экономических) определяют и дают обоснование выбору оптимальных методов борьбы с отложениями и эффективности их применения, среди которых особое внимание следует уделить способу добычи нефти, составу и свойствам добываемой продукции.

2.1 Методы предупреждения образования отложений АСПО

Профилактические методы по замедлению образования и накопления отложений необходимы для достижения безаварийной работы нефтепромыслового оборудования. На выбор наиболее подходящего метода влияют свойства нефтяного пласта, а также режим работы скважины. Практика показывает, что применение методов по предупреждению образования АСПО оказывает положительное влияние на стабильность

работы внутрискважинного оборудования. При этом экономические показатели улучшаются в связи с уменьшением затрат на разработку.

2.1.1 Применение защитных покрытий

Значительное влияние на эффективность предупреждения накопления АСПО оказывает состояние внутренней поверхности труб. Одним из наиболее распространенных способов предупреждения накопления отложений асфальтосмолопарафиновых веществ на внутренней поверхности оборудования является применение специальных гладких покрытий, в качестве которых выступают эпоксидные смолы, стекло, эмали, лакокрасочные и порошковые композиции.

В зависимости от условий эксплуатации скважины, свойств добываемой нефти и твердых углеводородов, подбирают подходящие защитные материалы.

2.1.2 Физические методы

К физическим методам предупреждения образования АСПО можно отнести тепловые методы, основанные на поддержании в скважине температур, превышающих температуру плавления парафина. Для этого используются специальные источники тепла, которые размещаются в зоне отложения парафинов. Производится прокладка линий парового или электрического подогрева трубопровода, которые применяются вместе с теплоизоляцией.

При использовании установки прогрева скважин (УПС) внутреннее пространство НКТ нагревается с помощью специального грузонесущего изолированного нагревательного кабеля, помещенного внутрь НКТ, строительная длина которого равна интервалу максимального парафиноотложения.

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

Методы основаны на создании ультразвуковых и низкочастотных колебаний в области парафинообразования, тем самым воздействуя на кристаллы парафина, вызывая их микроперемещения и разрушение.

Одним из наиболее перспективных физических методов предупреждения образования АСПО является магнитная обработка с использованием специальных магнитных устройств. Действие магнитного поля при этом не изменяет химический состав водонефтяной эмульсии, но изменяет поверхностную активность асфальто-смолистых комплексов (АСК) так, что находящиеся вокруг молекулы углеводородов образуют более упорядоченную и уплотненную упаковку. Для создания магнитного поля используются магнитные камеры МК-200П-40 и других модификаций, а также активаторы магнитные АМС-73, АМС-60.

2.1.3 Химические методы

Наибольший интерес вызывают химические методы предупреждения образования АСПО. Метод заключается в применении специальных химических реагентов, проявляет высокую эффективность и способствует защите всего нефтепромыслового оборудования месторождения, включая систему сбора и транспорта углеводородного сырья.

Химический метод базируется на дозировании специальных реагентов в добываемую продукцию, что способствует уменьшению или полному предотвращению образования отложений. Для предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений применяются ингибиторы, действие которых основано на адсорбционных процессах, происходящих на стадии фазового перехода компонентов из жидкого состояния в твердое.

Для применения ингибирования, химические реагенты должны соответствовать некоторым критериям:

- не влиять на процесс подготовки нефти и воды;
- иметь достаточно низкую температуру застывания для использования на месторождениях в зимний период (около – 30 °С);

- обладать хорошей эффективностью предотвращения образования АСПО при расходе ингибитора 100-300 грамм на тонну нефти.

Ингибиторы парафиноотложения существенно отличаются друг от друга по механизму действия и условно подразделяются на несколько видов:

- 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. К преимуществам данной группы ингибиторов можно отнести возможность эффективной работы в условиях увеличения обводненности добываемой нефти и возможность подачи реагента в интервал начала выпадения АСПО.

Основными компонентами состава смачивателей являются полиакриламид, кислые органические фосфаты, силикаты щелочных металлов и водные растворы синтетических полимерных ПАВ (органические амины, сульфаты, фосфаты). Реагентами смачивающих ингибиторов являются: СПА, Е2846 – 1, Е2846 – 11, РБИ – 1, РБИ – 2, ИКБ – 1, ИКБ – 2, НоI Е – 2846 – 1, НоI Е – 2846 – II [15].

Преимуществом использования смачивающих реагентов является возможность их использования при высокой обводнённости нефти. Смачиватели имеют низкую температуру застывания и растворимы в воде.

Недостатками технологии применения смачивателей являются: периодическая остановка скважины, удаление гидрофильного слоя за счет

смыва нефтяным потоком, а также загрязнение оборудования самим реагентом.

Другой тип реагентов ингибиторов АСПО – *детергенты-диспергаторы*. Диспергаторы – это химические реагенты, представленные нефтерастворимыми аминами, жирными кислотами или их солями, солями металлов, силикатно-сульфенольными растворами, сульфатированным щелочным лигнином, углеводородными и ароматическими растворителями. Компоненты также входят в состав реагентов-удалителей и ингибиторов АСПО. Также реагенты применяют совместно для борьбы с нефтяными эмульсиями, коррозией и солеотложением.

При введении в систему они воздействуют на процесс кристаллизации твердых компонентов нефти на макромолекулярном уровне с образованием адсорбционного слоя из молекул реагента на мелких зародышевых кристаллах углеводородов. При этом снижается способность образовавшихся таким образом твердых частиц к слипанию между собой и прилипанию к стенкам нефтепромыслового оборудования. Тот же эффект, например, даёт нагревание нефти с выпавшим парафином, когда в роли детергентов-диспергаторов выступают асфальтеносмолистые компоненты нефти [16]. Достоинством детергентов-диспергаторов является, помимо эффективного предотвращения АСПО в условиях скважин и трубопроводов, иногда не менее эффективная защита от донных осадков в резервуарах за счёт удержания взвеси микрокристаллов в объёме нефти. 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).

В отдельную группу относят *депрессаторы* – вещества, способные эффективно изменять условия кристаллизации парафина, понижая тенденцию отдельных молекул к образованию центров кристаллизации и последующему формированию надкристаллических структур [16].

Депрессоры представляют собой высокомолекулярные органические неионогенные ПАВ (молекулярная масса 5000-6000). Основу состава депрессоров составляют полициклические ароматические углеводороды. Компонентами являются сополимеры этилена с винилацетатом, полиметилкрилаты, полиолефины, сложные эфиры и высшие спирты. Известные депрессоры: Visco-5351, ИПХ-9, ТюмНИИ-77М, Дорад-1А [17].

Реагенты-модификаторы имеет сходную с твёрдыми метанонафтеновыми углеводородами нефти природой. Эти реагенты при температурах около температуры насыщения нефти парафином вступают во взаимодействие с молекулами твёрдых углеводородов, выгодно модифицируя систему с приданием ей комплекса необходимых свойств.

Модификаторами кристаллов служат олиго-и полимерные материалы, например, полиэтилен, сополимерные эфиры, производные полиуглеводородов и др. В состав ингибиторов-модификаторов входят растворимые в нефти полимеры: атактический полипропилен (молекулярная масса 2000-3000), низкомолекулярный полиизобутилен, сополимеры этилена и сложных эфиров, тройной сополимер этилена с винилацетатом, акриловой и метакриловой кислотами, а также другие высокомолекулярные соединения, в основном, с чередующимися полярными группами. Бывают реагенты модификаторы: ДН – 1, ВЭС – 501, Азолят – 7, С4160, С4117 [15].

Основным достоинством модификаторов является удержание парафина в нефти в диспергированном состоянии на всём пути от забоя скважины до нефтеперерабатывающего предприятия. Недостаток модификаторов – высокая температура застывания в товарном виде. Ограничениями модификации кристаллов ПУ являются определенные условия протекания процесса.

Многочисленные исследования химических методов борьбы с АСПО не привели к разработке универсального реагента. В основном, необходимые

химические реагенты подбираются экспериментально из-за различия в составе АСПО по месторождениям.

На сегодняшний день наиболее распространенными ингибиторами являются реагенты марки «СНПХ», выпускаемые АО «НИИнефтепромхим», представленный в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – 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

Промышленные испытания ингибитора СНПХ – 7821 были проведены в 2013 году на Ванкорском месторождении. Закачка производилась в затрубное пространство путем постоянного дозирования, а также в интервал начала образования АСПО через импульсную трубку и вводную муфту в НКТ на глубине 1500 м. Обработка реагентом применялась на трёх скважинах №710/5, №625/7, №726/2 с дозировкой 150-200 г/т нефти. Закачка ингибитора СНПХ – 7821 позволила увеличить МРП скважин в 2-3 раза [18].

Анализ эффективности применения ингибитора комплексного действия СНПХ – 7821 производился на Сузунском месторождении. Образование парафиновых пробок являлось следствием высокого содержания парафинов в нефти (6,5%). Дозировка реагента составляла 200 г/т нефти. Закачка

проводилась в скважины №175 и №178. Результаты испытаний ингибитора представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты испытания СНПХ-7821 в скважинах №175, №178

Показатель	Нефть		Нефть + 1/2 рабочей дозировки		Нефть + рабочая дозировка		Нефть + 3/2 рабочей дозировки	
	№175	№178	№175	№178	№175	№178	№175	№178
Температура застывания °С	-13	-12	-14	-14	-16	-16	-17	-18
Вязкость, сСт	7,8	7,8	7,8	7,7	7,6	7,5	7,5	7,4
Защитный эффект ингибирования, %	-	-	52	49	68	68	70	69

В результате воздействия комплексного ингибитора, температура застывания нефти снизилась, как и вязкость добываемой нефти. Защитный эффект ингибирования при использовании рабочей дозировки составил 68%.

На Приобском месторождении компании «Газпромнефть» для ингибирования асфальтосмолопарафиновых отложений применяются эфиры щавелевой кислоты. В таблице 2.3 представлены результаты исследования ингибирующей активности эфиров щавелевой кислоты на пробах нефти Приобского месторождения [19].

Таблица 2.3 – Результаты исследования эффективности ингибирования АСПО эфиров щавелевой кислоты

Эфиры	Эффективность ингибирования при дозировке 200 мг/л, %
Моноэтилоксалат	61
Диэтилоксалат	59
Дипропилоксалат	69
Дибутилоксалат	73
Диамилоксалат	84
Диизоктилоксалат	82

Результаты проведенных исследований показывают, что эфиры щавелевой кислоты обладают высокой эффективностью ингибирования по отношению к АСПО нефти Приобского месторождения.

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

Подача ингибиторов отложений в скважины осуществляется периодической обработкой НКТ, либо непрерывной дозированной подачей химических реагентов. Периодическая закачка (задавка) ингибитора предполагает подачу раствора определенного объема один раз при помощи насосного агрегата через затрубное пространство скважины без подъема ВСО. Однако вынос реагента таким способом будет осуществляться непродолжительно и неравномерно.

Непрерывное дозирование реагента осуществляется с помощью наземных дозирующих устройств (УДХ, БДР, УДР) закачкой ингибитора в затрубное пространство скважин. Наибольшей эффективностью обладает технология дозирования реагента через капиллярную трубку, непосредственно на прием насоса.

2.2 Методы удаления АСПО

Предупредить образование АСПО в полной мере проблематично, поэтому зачастую методы предупреждения и удаления асфальтосмолопарафинистых отложений используются одновременно. На сегодняшний день наиболее распространенными методами удаления отложений являются тепловые, механические и химические.

2.2.1 Тепловые методы

Сущность тепловых методов заключается в закачке в пласт нагретого жидкого теплоносителя, циклической паротепловой, электротепловой, термокислотной обработке, электромагнитным и термоакустическим воздействиями, а также за счёт экзотермической реакции агентов, введенных в скважину.

Термообработка скважины и ПЗП жидким теплоносителем заключается в прогреве НКТ путем закачки нагретой жидкости в затрубное пространство агрегатом для депарафинизации скважин (АДПМ). Установка АДПМ разогревает нефть до 120-150 °С и депарафинизирует скважину путем нагнетания теплоносителя под давлением. Растворённые отложения парафина выносятся в сборную линию промысла.

Термокислотная обработка проводится в карбонатных коллекторах, когда в ПЗП отлагаются отложения АСПО. Удаление асфальтосмолопарафиновых веществ осуществляется расплавлением в ходе экзотермической реакции взаимодействия соляно-кислотного раствора HCl с магнием и его сплавами при закачке в скважину [20].

При эксплуатировании скважины с открытым забоем и добыче вязкой, парафинистой нефти и битума применяют электромагнитное воздействие на ПЗП: при СВЧ мощности (6-10 кВт) пробка асфальтосмолопарафиновых отложений длиной 5 м в НКТ расплавляется полностью в течение 5-6 часов, при этом эффективность нагрева и её удаления составляет 60%. Для удаления парафиновой пробки длиной 100 м в коаксиальной скважине при высокочастотной мощности (60 кВт) потребуется 44 часа [21].

2.2.2 Механические методы

Механическими методами удаления уже образовавшихся отложений АСПО являются применение скребков различных конструкций, а также универсальной гидромеханической насадки для очистки НКТ.

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

2.2.3 Химические методы

Химическим методом депарафинизации нефтепромыслового оборудования путём удаления образовавшихся отложений является применение растворителей. Использование растворителей ускоряет процесс растворения и диспергирование АСПО и увеличивает МОП скважин, за счёт эффективной и полной очистки внутренней поверхности НКТ и оборудования, а также её гидрофилизации.

Растворитель необходимо подбирать в зависимости от состава АСПО, так как растворимость парафинового, асфальтенового или смешанного типа отложений различается. Эффективным растворителем для парафинов является смесь предельных углеводородов. Однако стоит учитывать температуру протекания процесса, так как при её уменьшении, растворимость парафинов снижается. Для удаления смол также применяются жидкие парафиновые углеводороды в виду их хорошей растворимости, как и в нефтяных и ароматических растворах. Асфальтены имеют высокую растворимость в ароматических углеводородах, однако не растворяются в парафиновых (алкановых).

Повысить эффективность удаления АСПО можно за счёт добавления ПАВ в углеводородные растворители. Поверхностно-активные

вещества способствуют улучшению диспергирующих свойств растворителей в виду увеличения их поверхностной активности, что не даёт отложениям выпасть в осадок, а находится во взвешенном состоянии в потоке нефти. В качестве поверхностно-активных веществ могут применяться неионогенные ПАВ, сульфаты, амины и синтетические жирные кислоты. Реагент ОП-7 в качестве ПАВ обладает хорошей растворимостью в воде, способен образовывать устойчивые растворы с минеральными кислотами, обладает свойством диэмульгатора. Реагент МЛ-72 состоит из сульфонола (75%), сульфоната (25%) и смачивателя (5%). Время воздействия реагента составляет 48-60 часов, при это он не является токсичным веществом.

Ассортимент растворителей, которые используются на отечественных месторождениях и зарубежных представляет собой несколько классов составов и включает:

- органические растворители, выступающие в качестве индивидуальных (толуол, сернистый углерод, дихлорпропан);
- природные органические растворители (газоконденсат, газовый бензин, пироконденсат);
- органические смеси, включающие несколько классов соединений, производимых на нефтеперерабатывающих заводах (лёгкая нефть, керосиновая фракция, уайтспирит, абсорбент, нефтяной сольвент);
- смесь органических соединений с ПАВ;
- растворители и удалители на водной основе, а также многокомпонентные смеси.

Закачка химических реагентов производится в трубное пространство скважин, либо через затрубное пространство с дальнейшей продавкой растворителя через приём насоса ЭЦН до интервала отложений. Степень запарафинивания НКТ влияет на расход реагентов растворителей. Для скважин с большим количеством отложений закачку производят непосредственно в НКТ на интервал запарафинивания с остановкой на

протекание процесса реагирования. В скважины с умеренным запарафиниванием растворитель можно закачивать как в затрубное пространство, так и в НКТ. При закачке через затрубное пространство расход реагентов рассчитывается из условия 20-30% от объёма НКТ. При закачке растворителя в НКТ расход рассчитывается по интервалу образования АСПО и составляет 20-30% от объёма НКТ при средней степени запарафинивания и 30-40% - при высокой.

В 2013 году на Ванкорском месторождении было проведено испытание растворителя АСПО марки СНПХ-7р-14а на трёх скважинах. Продавка реагента осуществлялась нефтью. Объём закачки удалителя составил 2,5 – 3,4 м³ на каждую скважину. Реагент показал высокую эффективность по степени очистки отложений. Дебит каждой скважины увеличился на 7-10 т/сут, МОП увеличился в 2-3 раза [22].

Максимальная эффективность борьбы с АСПО достигается путём правильной закачки химических реагентов в скважину. Дозирование ингибиторов и растворителей отложений может осуществляться с помощью погружного скважинного контейнера (ПСК) (рисунок 2.2).



Рисунок 2.3 – Погружной скважинный контейнер

Конструктивная особенность ПСК заключается в том, что секции контейнера регулируются и настраиваются под параметры работы скважины, которая вышла в ремонт. Регулирование осуществляется в течение 5-10 минут перед спуском устройства. Использование контейнера позволяет дозировать ингибитор в требуемых минимальных концентрациях. Химический реагент при этом будет совместим с попутно добываемой жидкостью, минерализация

которой может меняться. На рисунке 2.3 представлена схема установки ПСК в скважине.

Также одним из перспективных методов являются капиллярные системы подачи химических реагентов в скважину. Реагент поступает в интервал до начала отложения АСПО, что позволяет снизить расход примерно в 2-4 раза по сравнению с традиционной подачей реагентов в затрубное пространство.

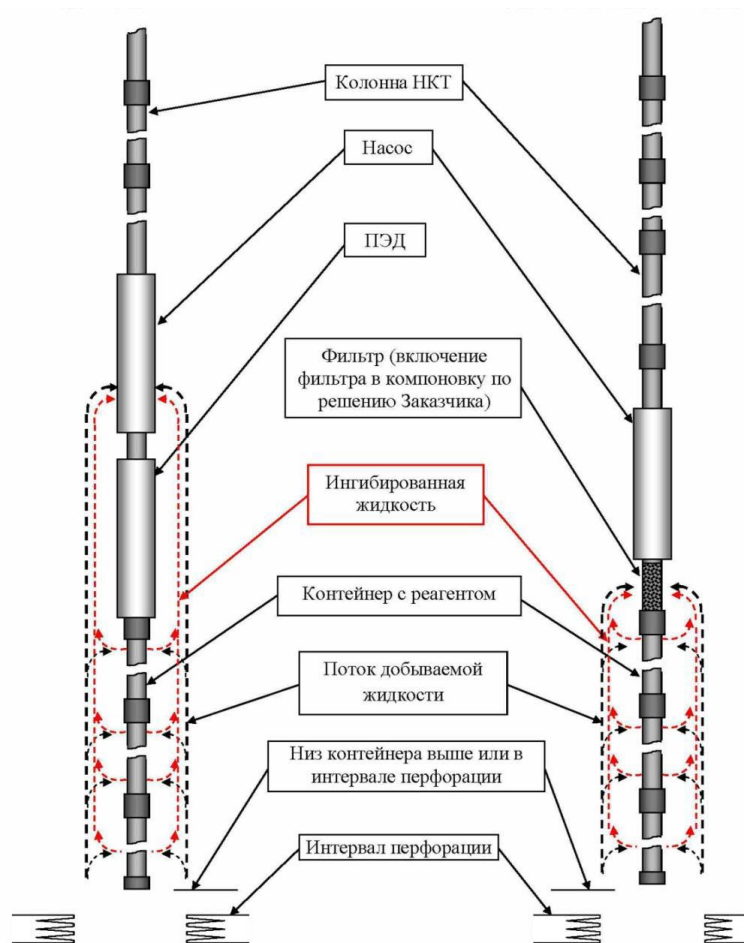


Рисунок 2.3 – Схема размещения ПСК в скважинах, оборудованных ЭЦН и ШГН

На рисунке 2.4 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. Перед муфтой устанавливается центратор 6, который защищает концевую заделку и обратный клапан. С помощью наземной

дозировочной установки 1 осуществляется регулирование подачи реагента. Устройство ввода 3 обеспечивает герметичность прохождения капиллярного трубопровода через устьевую арматуру.

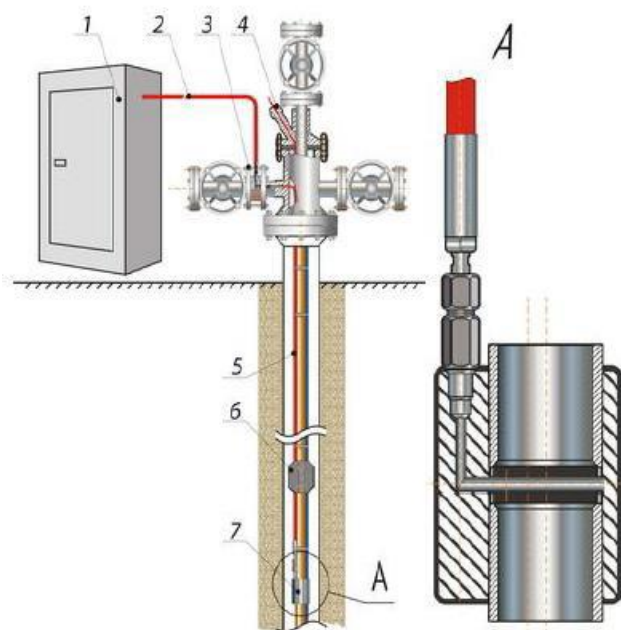


Рисунок 2.4 – Капиллярная система подачи реагентов в колонну НКТ.

Высокую эффективность показала технология динамического воздействия на АСПО растворителем СНПХ-7870, применяемая на нефтепроводе от установки предварительного сброса воды (УПСВ) до нефтепарка «Манчарово» НГДУ «Чекмагушнефть» [23]. Во время измерений по трубопроводу перекачивали нефть с плотностью 864-866 кг/м³ и содержанием воды не более 1-2% и остаточным содержанием попутного нефтяного газа в пределах 1,9–2,0 м³/м³.

Применение растворителя в динамическом режиме приводит к ускорению массообменного процесса и полному использованию растворяющей способности реагента. После непродолжительной выдержки растворителя в трубопроводе необходимо значительную ее часть вернуть в исходную емкость передвижной насосной установки. Такая процедура преследует две цели. Во-первых, при движении растворителя по трубопроводу происходит его дополнительное смешение с растворенной частью отложений,

на отложения оказывается гидродинамическое воздействие создаваемым потоком жидкости.

Во-вторых, возвращенный в емкость реагент будет иметь однородный и представительный состав, по которому можно судить о его остаточной растворяющей способности. Инструментом диагностики состояния растворителя может служить его плотность, которая стабилизируется при максимальном насыщении растворителя элементами отложений в трубопроводе.

С помощью насосного агрегата ЦА-320 в участок нефтепровода закачали 1,5 м³ растворителя АСПО с повышением давления в нефтепроводе до 3,0 МПа. Через 30 минут из нефтепровода отобрали в емкость насосного агрегата 0,8 м³ темной жидкости (смесь нефти и растворителя) с незначительным газосодержанием и плотностью 863 кг/м³. После отбора пробы этот объем был повторно закачан в нефтепровод. Через следующие 30 минут в ЦА-320 набрали только 0,4 м³ чередующейся по цвету жидкости: темно-коричневого цвета с цветом - «кофе с молоком». Эта порция трубопроводной жидкости значительно отличалась от первой не только по внешнему виду, но и по плотности, которая доходила до 911 кг/м³. После исследования и этот объем растворителя с продуктами нефтепровода был обратно закачан в трубопровод. Спустя очередные 30 минут ожидания задвижка в 4-х км от УПСВ была открыта, и трубопровод пущен в режимную эксплуатацию. Давления в начале нефтепровода и через 160 м стали равными 1,81 МПа и 1,80 МПа соответственно, то есть существующая длительное время потеря давления в 0,2 МПа была устранена.

Характеристика циклического движения растворителя в трубопроводе дана в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Характеристика циклов динамического воздействия на АСПО в нефтепроводе [23]

№ п/п	Этап работы	Давление в нефтепроводе МПа	Характеристика жидкости	Плотность жидкости кг/м ³ при 12°С
1	Закачка растворителя	Увеличилось с 8 до 30	Однородный продукт темного цвета без газа	822
2	Возврат жидкости из нефтепровода в насос	10	Однородная темная жидкость с небольшим газосодержанием	863
3	Повторная закачка растворителя с нефтью в нефтепровод	30	Однородная темная жидкость	863
4	Повторный возврат жидкости в емкость насоса	12	Чередование темной жидкости с жидкостью цвета «кофе с молоком»	880 (темная часть) 911 («кофе с молоком»)

Таким образом, динамический режим, в котором использовался растворитель, позволил растворить асфальтосмолопарафиновые отложения во всем объеме, а не только в слое смеси. Растворитель СНПХ-7870 для рассматриваемого нефтепровода показал высокую эффективность.

2.2.4 Биологический метод

Микробиологический метод обработки продукции скважин основан на использовании бактерий для уничтожения отложений парафина и асфальтенов. Технология является экологически чистой и заключается в использовании микробной ассоциации углеводородоокисляющих бактерий, которая трансформирует отложения АСПО. Натуральные аэробные и анаэробные микроорганизмы подаются в скважину или ПЗП, где бактерии используют углеводороды нефти, как единственный источник питания, стимулирующий их рост. Раствор выдерживается в месте обработки скважины 5-7 суток. Вещества, которые образуются в результате жизнедеятельности

организмов, способных окислять углеводороды нефти, обладают комплексом разрушающих, отмывающих и ингибирующих свойств АСПО. Длинные углеродные цепи парафина расщепляются, образуя «легкий» парафин [24].

Технологическим эффектом применения методов является увеличение МОР, а частота обработок скважины варьируется от 4 до 12 месяцев.

3 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРОВ АСПО И ПОДБОР ИНГИБИТОРА ДЛЯ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Глава изъята в связи с коммерческой тайной.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Джумаевой Дженнет

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Информация, представленная в российских и иностранных научных изданиях, научных публикациях и статьях, научно-исследовательских и аналитических работах, нормативно-правовых документах, учебно-методических материалах.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ; N 6-ФЗ от 24.07.2009

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта. Определение целей и ожиданий, требований проекта.
2. Планирование и формирование бюджета проводимых исследований	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета исследования
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Проведение оценки экономической эффективности проведения мероприятия.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Дукарт Сергей Александрович	К.и.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Джумасва Дженнет		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,
РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Глава изъята в связи с коммерческой тайной.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Джумаевой Дженнет

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Повышение эффективности эксплуатации скважин с применением химических методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на месторождениях Каспийского моря	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: химико-аналитическая лаборатория. Область применения: месторождения компании «DRAGON OIL LTD» (Туркмения).
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 29.12.2020) – ТК РФ – Статья 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.</p> <p>ТК РФ Статья 372. Порядок учета мнения выборного органа первичной профсоюзной организации при принятии локальных нормативных актов.</p> <p>Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870 «Об установлении сокращенной продолжительности рабочего времени, ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска, повышенной оплаты труда работникам, занятым на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными и иными особыми условиями труда».</p> <p>ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень шума и вибрации; – Недостаточная освещенность рабочей зоны;

	<ul style="list-style-type: none"> – Отклонение показателей температуры воздуха в помещении; – Повышенная загазованность и запыленность воздуха в помещении <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Пожароопасность; – Поражение электрическим током; – Попадание химических веществ в организм
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: распыление химических реагентов, выделение газа из нефти;</p> <p>Гидросфера: утечка химических веществ и нефти;</p> <p>Литосфера: загрязнение почвы реагентами</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС на объекте: пожары, взрывы, аварии.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пожароопасность.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Джумаева Дженнет		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность предполагает объективно обусловленную необходимость соблюдения человеком основных правил, норм, требований. Такое поведение – неперенное условие нормального функционирования общества, коллективной жизни. Одним из национальных приоритетов для сохранения человеческого капитала является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности. Социальная ответственность на производстве подразумевает создание превентивных мер для предупреждения несчастных случаев и чрезвычайных ситуаций.

Целью практической части работы является подбор эффективного ингибитора парафиноотложений для нефти месторождений Каспийского моря компании «DRAGON OIL LTD» (Туркмения).

Основная работа по исследованию эффективности ингибиторов разных марок проводится в лабораторных условиях, поэтому в разделе «Социальная ответственность» производится оценка безопасности работы в химической лаборатории. Ингибитор – это химический реагент, предотвращающий образование и отложение твердых компонентов нефти (АСПО) на поверхностях технологического оборудования. Все химические реагенты требуют повышенного внимания к безопасности, так как большинство из них являются токсичными, а неправильная работа с ними может привести к воспламенению.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Трудовое законодательство РФ должно регулировать отношения между работником и организацией-работодателем. Статья 212 ТК РФ [26] 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.

Время отдыха и рабочее время регламентируется графиком работы на предприятии, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ [27] для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца введения его в действие.

Лабораторные испытания ингибиторов проходят в аккредитованной лаборатории. Продолжительность рабочего дня, согласно трудовому кодексу, составляет до 40 часов в неделю и до 36 часов в неделю для персонала, работающего на местах, где условия труда определены как вредные 3 и 4 степени. Установлено предоставление ежегодного отпуска длительностью 28 календарных дней, а также дополнительного отпуска для работников, выполняющих трудовой договор на местах с опасными или вредными условиями. В течение рабочего дня работнику предоставляется перерыв, не превышающий 2 часа, а также перерыв 30 минут, не включаемый в регламентированное рабочее время.

Для работников, выезжающих 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, приравненных к районам крайнего Севера; социальный пакет, включающий лечение, медицинское страхование и выплаты в пенсионный фонд [28]. Также для работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными и иными особыми условиями труда, согласно законодательству, предусматривается сокращенная продолжительность рабочего времени, ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск и повышенная оплата труда [29].

Рабочая зона соответствует требованиям ГОСТа 12.2.032-78 ССБТ. «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические

требования» [30] и обеспечена необходимым оборудованием и достаточным количеством материалов для качественного исполнения работ. Оборудование прошло техническое освидетельствование, реагенты для исследования имеют технические паспорта.

Для обеспечения безопасности работ в лаборатории предусмотрена защитная одежда, очки, перчатки. Предусмотрено основное и аварийное освещение, вытяжной шкаф и средства пожаротушения.

Работники, которые подвержены вредным и опасным условиям труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медосмотры, определяющие их пригодность для выполняемых работ. Трудовым Кодексом [28] установлено обязательное прохождение психиатрического обследования не реже 1 раза в 5 лет для лиц, работающих в условиях, связанных с повышенной опасностью.

5.2 Производственная безопасность

В процессе трудовой деятельности на человека могут влиять вредные и опасные производственные факторы. К вредным относят факторы, вызывающие заболевания, к опасным – травмы.

Испытания проводились в химической лаборатории и подразумевали работу с реагентами, которая для обеспечения безопасности должна соответствовать нормативным документам. Выявленные в ходе испытаний опасные и вредные факторы согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [31] приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Вредные и опасные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Подготовка реагентов	Лабораторные испытания ингибиторов в АСПО	Анализ полученных результатов	
1. Повышенный уровень шума и вибрации;	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [32]; СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение [33]; СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [34]; ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [35]; ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования [36]; ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов [37]; ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование [38].
2. Недостаточная освещенность;	+	+	+	
3. Отклонение показателей микроклимата;	-	-	+	
4. Повышенная загазованность и запыленность;	+	+	+	
5. Пожароопасность;	+	+	-	
6. Поражение электрическим током;	-	+	-	
7. Попадание химических веществ в организм	+	+	-	

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

Повышенный уровень шума и вибрации

Производственные процессы, такие как работа производственного оборудования, сопровождаются проявлениями шума или вибраций, которые оказывают негативное влияние на слуховой орган и на нервную систему в целом.

В состав лабораторного оборудования входит газовый хроматограф от Agilent Technologies (6890N), калориметр «Netzsch DSC 204 F1 Phoenix» и ротационный вискозиметр «НААКЕ Viscotester 550». Корректированный уровень их звуковой мощности при измерительном расстоянии 1 м не превышает 60 дБ. Предельно допустимый уровень звука в лабораторных условиях составляет 80 дБ (ГОСТ 12.1.003-2014 [32]). Для снижения влияния шума применяются средства индивидуальной защиты (СИЗ) органов слуха, такие как вкладыши, полувкладыши и наушники. Вибрации незначительны, для защиты от них используются перчатки.

Недостаточная освещенность

Освещение выполняет полезную общефизиологическую функцию, способствующую появлению благоприятного психического состояния людей. С улучшением освещения повышается работоспособность, качество работы, снижается утомляемость, вероятность ошибочных действий, травматизма, аварийности. Недостаточное освещение ведет к перенапряжению глаз, к общему утомлению человека. Кроме того, работа при низкой освещенности способствует развитию близорукости и других заболеваний, а также расстройству нервной системы. Повышенная освещенность тоже неблагоприятно влияет на общее самочувствие и зрение, вызывая, прежде всего, слепящий эффект. В связи с этим, освещенность рабочей зоны регламентируется СП 52.13330.2016 [33], в котором установлены нормы естественного, искусственного и совмещенного освещения зданий и сооружений, а также нормы искусственного освещения селитебных территорий, площадок предприятий и мест производства работ вне зданий.

Стены лаборатории окрашены в светло-зеленый цвет, что повышает равномерность распределения яркостей в поле зрения, в данном случае стены представляют собой фон. Для регулирования естественного освещения в лаборатории используются жалюзи темно-зеленого цвета. При недостаточном

освещении (в темное время суток) в качестве общего освещения используются разрядные лампы, в качестве местного – галогенные.

Также в помещении предусмотрено аварийное освещение, предназначенного для использования при нарушении питания рабочего освещения.

Отклонения показателей микроклимата

Микроклимат производственных помещений – это комплекс физических факторов, оказывающих влияние на теплообмен человека и определяющих самочувствие, работоспособность, здоровье и производительность труда.

Согласно СанПиН 2.2.4.548–96 [34] к показателям, характеризующим микроклимат в производственных помещениях, относятся температуры воздуха и поверхностей, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха и интенсивность теплового облучения.

Микроклимат по степени влияния на тепловой баланс человека подразделяется на:

- нейтральный;
- нагревающий;
- охлаждающий.

Защита от вредного влияния отклонений микроклимата в производственном помещении осуществляется с помощью нормирования верхней и нижней границы температуры среды для поддержания теплового состояния работника на оптимальном или допустимом уровне, установления при необходимости в помещении нагревательного или охлаждающего оборудования согласно требованиям безопасности и использования средств защиты (одежды, перчаток), обеспечивающих сохранение должного уровня общего и локального теплообмена организма.

Повышенная загазованность и запыленность

При проведении экспериментов с химическими продуктами, возможно образование повышенной концентрации вредных веществ в воздухе, а также запыленность при несоблюдении санитарных норм в лаборатории (ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [35]).

Для защиты от этих вредных факторов применяются средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД). К ним относятся противогазы, респираторы, маски и полумаски, а также самоспасатели, используемые во время аварийных ситуаций на производстве.

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

Пожароопасность

В качестве сырья для лабораторных испытаний представлена нефть, которая является легковоспламеняющейся жидкостью (ЛВЖ) с температурой вспышки – (-17°C), поэтому в лаборатории предусмотрены дополнительные меры для предотвращения возможных возгораний: опыты проводились в вытяжном шкафу, для предотвращения попадания в воздушную среду вредных и взрывоопасных веществ.

При работе с ЛВЖ необходима особая осторожность. Для недопущения возгорания необходимо внимательно следить за тем, чтобы вблизи нагревательных приборов и открытого пламени не находились ЛВЖ, нельзя допускать соприкосновения бумаг, тканей и других легковоспламеняющихся предметов с открытым пламенем.

Согласно ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ [36] пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями. В качестве средств пожаротушения для химической лаборатории используются: углекислотный и пенный огнетушитель, покрывала из теплоизоляционного полотна, песок.

При тушении пожара следует учитывать, что скорость развития пожара составляет ~ 5 м/мин и что пламя может поглотить помещение течение 20 минут.

Лаборатория обеспечена системой пожарной сигнализации.

Поражение электрическим током

Основной источник опасности поражения электрическим током в лаборатории – находящееся под напряжением электрооборудование. В данном исследовании электрооборудование представлено калориметром, хроматографом и вискозиметром. Также к оборудованию, которое может вызвать поражение электрическим током, можно отнести светильники и электрические отопительные и вентиляционные приборы.

Для допуска к работе с лабораторным оборудованием сотрудник обязан быть ознакомлен с требованиями электробезопасности (ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [37]).

Для предотвращения несчастного случая необходимо правильно пользоваться электроприборами: при включении соединительный шнур сначала присоединяется к прибору, а затем уже прибор включается в общую сеть. Выключение производится в обратном порядке. Если при работе на электроустановке появилось слабое ощущение действия тока, необходимо прекратить работу, выключить рубильник и сообщить ответственному лицу за лабораторией.

Очень важно соблюдать соответствующие расстояния до токоведущих частей или путем закрытия, ограждать токоведущие части; а также использовать средства защиты и приспособления для защиты от воздействия электрического и магнитного полей в электроустановках, например, перчатки или обувь из диэлектрического материала, подставки для оборудования.

Попадание химических веществ в организм

Одним из главных источников опасности в химической лаборатории является химический реагент, относящийся к вредным веществам. Согласно

ГОСТ 12.1.007-76 [38], вредным веществом является такое вещество, которое при контакте с организмом человека в случае нарушения требований безопасности может вызывать производственные травмы, профессиональные заболевания или отклонения в состоянии здоровья, обнаруживаемые современными методами, как в процессе работы, так и в отдаленные сроки жизни настоящего и последующего поколений.

По степени воздействия на организм вредные вещества подразделяют на четыре класса опасности (ГОСТ 12.1.007-76):

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

По данным токсикологических исследований ингибиторы относятся к 3 классу опасности. Для веществ, принадлежащих 3-му классу, установлены значения:

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

Основным материалом в ходе работы является сырая нефть, являющаяся легковоспламеняющейся жидкостью и способная образовывать взрывоопасные смеси.

Ингибиторы – химические реагенты, способные вызвать отравление организма при попадании внутрь, раздражение – при попадании на кожные

покровы и в дыхательные пути, и при достижении определенных значений способны вызвать летальный исход, также возможны аллергические реакции.

Возможными опасностями при работе в лаборатории являются неисправное электрооборудование и несоблюдение правил электробезопасности, которые могут привести к поражению электрическим током.

Согласно ГОСТ Р 58367-2019 [38]: «В производственных помещениях лаборатории предусматривают хранение суточного запаса химических реактивов (в том числе ЛВЖ, ГЖ, прекурсоров)». При нарушении противопожарных норм и правил хранения химических реактивов и оборудования лаборатории возможно возникновение пожара.

Перед началом работы с вредными химическими реагентами проводится инструктаж.

5.3 Экологическая безопасность

Защита атмосферы

Охрана окружающей среды достигается комплексом мероприятий, направленных на предотвращение утечек и сокращение потерь, например, потерь при испарении легких фракций нефти во время хранения или при распылении и разливе нефти и химических реагентов, после которых следует выделение углекислого газа и метана в атмосферу.

Государством регулируется воздухоохранная деятельность на предприятиях, имеющих стационарные источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, а также устанавливаются обязательные для применения и исполнения требования к методам нормирования выбросов в атмосферный воздух (ГОСТ Р 58577-2019 [39]).

Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения при работе с химическими реагентами включают:

- проверку оборудования и резервуаров, где хранятся реагенты, на герметичность;

- контроль испарений газов (газа из сырой нефти, вредных паров реагентов) в ходе выполнения лабораторных испытаний;
- утилизация отходов согласно правилам безопасности.

Защита гидросферы

Основной вред гидросфере при работе с химическими реагентами происходит во время их утилизации, например, загрязнение поверхностных и подземных вод остатками реагентов или нефтепродуктов при утечке.

Для предотвращения вредного влияния на гидросферу согласно ГОСТ 17.1.3.06-82 [40] и ГОСТ 17.1.3.13-86 [41] необходимо:

- следить за герметичностью трубопровода, резервуаров и остального оборудования;
- установить фильтры в пунктах сброса для уменьшения агрессивности среды химических реагентов;
- создать контрольные пункты, фиксирующие состояние поверхностных и подземных вод.

Защита литосферы

Утечка нефтепродуктов и химических реагентов приводит к загрязнению не только гидросферы, но и литосферы. Негативному влиянию подвергаются почвенные и растительные покровы.

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 [42] охрана почв от загрязнения должна осуществляться с учетом следующих требований:

- определение норм, сроков и техники внесения удобрений, химических мелиорантов и других средств химизации с учетом данных агрохимического обследования почв, прогнозов появления вредителей и болезней, фактического засорения посевов;
- использование в качестве удобрений и химических мелиорантов отходов промышленности и жилищно-коммунального хозяйства после детального изучения их химического состава, не допуская внесения в почву

отходов, содержащих тяжелые металлы и другие токсичные элементы и соединения;

- включение в проекты на новые предприятия и технологические линии очистных сооружений от всех загрязняющих почву компонентов;
- утилизация и захоронение выбросов, сбросов, отходов, стоков и осадков сточных вод с соблюдением мер по предотвращению загрязнения почв;
- транспортирование и хранение пестицидов в соответствии с ГОСТ 14189-81 [43].

Утечки происходят путем проникновения жидкости через неплотности оборудования и сальники, фланцевые соединения, поэтому для уменьшения вредного влияния на литосферу необходима надежная герметизация всего технологического комплекса. Также для ограничения попадания вредных веществ в почву можно произвести обвалование резервуарного парка.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС), которые могут возникнуть в ходе данного исследования:

- пожар, в случае возгорания реагентов или сырой нефти, относящихся к легковоспламеняющимся веществам;
- нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии.

Наиболее вероятной ЧС в химической лаборатории является пожар. Значительная часть химических соединений, анализируемых и синтезируемых в лабораториях, представляет собой горючие и легковоспламеняющиеся вещества. В виде газов, паров и пыли эти вещества с кислородом воздуха могут образовывать взрывоопасные смеси.

Согласно ГОСТ Р 22.0.07-95 [44] поражающие факторы источников ЧС по механизму действия подразделяют на факторы физического и химического действия. К поражающим факторам физического действия относят:

- воздушную ударную волну;
- волну сжатия в грунте;
- сейсмозрывную волну;
- волну прорыва гидротехнических сооружений;
- обломки или осколки;
- экстремальный нагрев среды;
- тепловое излучение;
- ионизирующее излучение.

При возникновении пожара в химической лаборатории есть высокая вероятность взрыва реактивов и стеклянной посуды, в которой они содержатся, а также высок риск начала неконтролируемых химических реакций и возникновении ядовитых газообразных продуктов реакций, способных при попадании в организм вызвать отравление или смертельный исход.

Для предупреждения возникновения ЧС в химической лаборатории нужно соблюдать следующие меры:

1. Помещение лаборатории следует содержать в чистоте и порядке.
2. Горючие отходы, мусор, ветошь, отработанные кислоты и щелочи необходимо собирать и сливать в предназначенные для этой цели специальные контейнеры и места слива.
3. Не загромождать выходы и проходы
4. Химическая лаборатория должна быть укомплектована первичными средствами пожаротушения (углекислотный и пенный огнетушители, песок), они должны находиться в свободном доступе
5. Помещение химической лаборатории должно быть оборудовано приточно-вытяжной вентиляцией и вытяжным шкафом с принудительной вытяжкой, обеспечивающими надлежащий воздухообмен.

6. Рабочие поверхности лаборатории должны быть полностью покрыты несгораемым материалом, а при работе с кислотами и щелочами – антикоррозийным материалом и иметь бортики.

7. Воздухообмен в помещении химической лаборатории должен быть рассчитан таким образом, чтобы фактические концентрации паров, газов и пыли в воздухе рабочих помещений не превышали предельно-допустимой взрывобезопасной концентрации.

8. Электрооборудование химической лаборатории должно соответствовать требованиям «Правил устройства электроустановок».

9. Пролитые масла, химреактивы и другие горючие жидкости должны немедленно убираться.

При возникновении чрезвычайной ситуации проводятся мероприятия по локализации аварийного процесса и ликвидации последствий.

При возникновении ЧС действия работников в первую очередь должны быть направлены на обеспечение безопасности и эвакуации людей (ГОСТ Р 22.0.01-2016 [45]). При обнаружении пожара или признаков горения (задымление, запах гари, повышение температуры воздуха и др.) необходимо:

- немедленно сообщить ответственному за пожарную безопасность;
- принять посильные меры по эвакуации людей и тушению пожара;
- поставить в известность об обнаружении пожара руководство.

Приступить к тушению пожара можно только в случае отсутствия явной угрозы жизни и наличию возможности покинуть опасное место в любой момент тушения пожара.

Для обеспечения безопасности работы в химической лаборатории допускаются только лица, прошедшие инструктаж по охране труда, технике безопасности и противопожарным мероприятиям.

Вывод

В данной главе были рассмотрены требования промышленной безопасности при работе в химической лаборатории, были выявлены

основные опасные и вредные факторы и приведены меры по их предупреждению. Соблюдение мер безопасности при работе с легковоспламеняющимися и вредными веществами (сырая нефть, ингибиторы) позволит снизить уровень влияния вредных факторов на сотрудника и предупредить наступление ЧС.

Также в работе было рассмотрено влияние вредных веществ на экологию и приведены мероприятия по ее защите, позволяющие снизить негативные последствия воздействия на природу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе было рассмотрено понятие асфальтосмолопарафиновых отложений, их состав, причины и механизм образования; испытания ингибиторов парафинообразования, проведен их сравнительный анализ и отобран наиболее эффективный ингибитор для нефти месторождений Каспийского моря.

На первом этапе был произведен отбор представительных проб нефти с месторождений компании «DRAGON OIL (TURKMENISTAN) LTD». В ходе отбора было определено 3 пробы, которые подверглись дальнейшим испытаниям: LAM-A, ZHD-21, LAM-28. Для начала были определены основные свойства нефти, по которым можно судить о возможности выпадения АСПО: состав, температура парафинообразования и индекс критической нестабильности.

Температура парафинообразования для образцов варьировалась от 32,4°C до 36,7°C, а содержание парафина находилось в диапазоне от 7,5 до 8,2%.

Эффективность ингибирования оценивалась с помощью метода «холодного стержня». Результаты исследований показали, что все три ингибитора показали хорошие результаты для всех трех образцов нефти. При дозировке 300 мг/л Flexoil WM1740 был наиболее эффективным на образце LAM-A, Flexoil CW288 – на ZHD-21 и Flexoil WM2090 – на LAM-28. При мощности дозы 150 мг/л Flexoil WM2090 наиболее эффективен для всех трех проб сырой нефти.

Для оценки в качестве диспергатора парафина на образце отложений из скважины LAM22 было проанализировано четыре продукта: Flotron CW509, Flotron D1190, Flexoil WM2090, выбранный при исследовании эффективности различных ингибиторов, и Flotron CW511.

Испытание на диспергируемость в горячей воде показало, что все рассматриваемые продукты показали хорошие результаты в качестве

диспергатора парафина, поэтому дополнительно была произведена оценка качества воды. Было наглядно установлено, что в стакане, обработанном Flotron D1190, вода оказалась более мутной, чем вода, обработанная Flexoil WM2090.

Анализируя результаты исследований, можно сделать вывод, что наиболее эффективным реагентом для месторождений компании «DRAGON OIL» является Flexoil WM2090. Продукт эффективно снижает температуру застывания и снижает вязкость, является хорошим ингибитором и диспергатором. На основе полученных результатов Flexoil WM2090 рекомендуется для дальнейших опытно-промышленных испытаний на месторождениях Каспийского моря компании «Dragon Oil».

В ходе написания работы также были рассчитаны экономические показатели выбора исполнения исследования, которые доказали ресурсоэффективность данной работы.

Было уделено особое внимание мерам производственной и экологической безопасности. Определены вредные и опасные производственные факторы, меры по снижению их воздействия на человека и мероприятия по устранению. При нарушении правил хранения, транспортировки, использования и утилизации деэмульгаторов и других химических веществ возникают угрозы окружающей среде, поэтому в работе также были рассмотрены вопросы экологической безопасности.

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. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с отложениями при добыче нефти. – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 295 с.: ил.
4. 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.
5. Каминский Э.Ф., Хавкин В.А. Глубокая переработка нефти: технологический и экологический аспекты - М.: Техника, 2001. - 384 с.
6. Абашев, Р.Г. О классификации асфальто-смоло-парафиновых отложений на нефтепромысловом оборудовании / Р.Г. Абашев // Нефтяное хозяйство. - 1984. - №6. – С. 48-49.
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. Иванова, Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Электронный научный журнал “Нефтегазовое дело”. - 2011. - №1. – С. 268 – 284.
10. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними/ В. П. Тронов – М.: Недра, 1969. - 192 с.

11. EIA, US and Central Asian Roles in Global Energy Markets: US-Turkmenistan Energy Roundtable, Washington, DC, USA, September 24, 2007.
12. Челекен, Блок 2 [Электронный ресурс]: техническая библиотека делового журнала «Neftegaz.RU», 2012. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/141719-cheleken-blok-2/> (дата обращения: 15.02.2021).
13. Серебряков, А.О. Разведка и переработка нефтей Юго-Восточного сектора Каспийского моря/ А.О. Серебряков // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – №4 (43). – С.84-94.
14. 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.
15. Рыбальченко А.А. Современные методы борьбы с асфальтеносмолистыми отложениями в промысловых трубопроводах / А.А. Рыбальченко, Р.А. Мацюк // Научное сообщество студентов : материалы VI Междунар. студенч. науч.–практ. конф. (Чебоксары, 31 дек. 2015 г.). В 2 т. Т. 99 2 / редкол.: О.Н. Широков [и др.] – Чебоксары: ЦНС «Интерактив плюс», 2015. – С. 48-50. – ISBN 978-5-9907548-7-4. Билдервек К. А., Мак-Дугал Л. А. / Комплексное решение проблемы борьбы с отложениями парафина // НТС Нефтепром. дело. М.: ВНИИОЭНГ, 1971, № 2, с.37-39.
16. Фатыхов Л.М. Технология очистки скважин от асфальтеносмолопарафиновых отложений путем воздействия высокочастотного и сверхвысокочастотного электромагнитного излучения // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2018. Т.17, №2. С.152–165.

17. 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

18. 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.

19. Гумеров Р.Р. Разработка эффективных ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений асфальтенового типа. // Автореферат. - Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т, 2018 г. – Режим доступа: https://rusneb.ru/catalog/000199_000009_008715037/

20. Халматова Н. Г. Расчёт термокислотной обработки забоя скважин // International Scientific and Practical Conference World science. – ROST, 2017. – Т. 2. – №. 4. – С. 52-57.

21. Акчурина, В.А. Математическое моделирование расплавления диэлектрической пробки, заполняющей трубу, движущимся источником электромагнитного излучения [Текст] / В.А.Акчурина, М.А.Фатыхов // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Т. 10. – №2. – С. 31– 37.

22. 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.

23. 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.

24. Антониади Д.Г., Шостак Н.А., Савенок О.В., Пономарев Д.М. Анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями 100 при добыче нефти / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – Москва, 2011. – №9. – С. 32 – 37.

25. Albers B., ЕНТР 0907-0222. Paraffin Inhibitor, Pour Point Depressant (Dragon Oil, Nazar, Turkmenistan), 16 October 2009. Champion Technologies.

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

27. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Статья 372. Порядок учета мнения выборного органа первичной профсоюзной организации при принятии локальных нормативных актов.

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

29. Постановление правительства РФ от 20.11.2008 г. №870 «Об установлении сокращенной продолжительности рабочего времени, ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска, повышенной оплаты труда работникам, занятым на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными и иными особыми условиями труда».

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

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

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

33. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.

34. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

35. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
36. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
37. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов
38. ГОСТ Р 58367-2019 Национальный стандарт. Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.
39. ГОСТ Р 58577-2019 Правила установления нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ проектируемыми и действующими хозяйствующими субъектами и методы определения этих нормативов.
40. ГОСТ 17.1.3.06-82 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод
41. ГОСТ 17.1.3.13-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения
42. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.
43. ГОСТ 14189-81 Пестициды. Правила приемки, методы отбора проб, упаковка, маркировка, транспортирование и хранение.
44. ГОСТ Р 22.0.07-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций.
45. ГОСТ Р 22.0.01-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения.