

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»



Инженерная школа	Природных ресурсов
Отделение	Нефтегазовое дело
Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело
Профиль	Обслуживание и эксплуатация объектов добычи нефти

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

**СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ
БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛИСТОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА
НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х» (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

УДК 622.276.72:66.097.8(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Абдурагимов Фахрад Ровшан оглы		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульников Маргарита Радиевна	к.г.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2018

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

Инженерная школа	Природных ресурсов
Отделение	Нефтегазовое дело
Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело
Профиль	Обслуживание и эксплуатация объектов добычи нефти

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Абдурагимову Фахраду Ровшан оглы

Тема работы:

Современное состояние и перспективы применения методов борьбы с асфальтосмолистопарафиновыми отложениями на нефтяном месторождении «Х» (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1750/с от 14.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технологической информации по нефтяному месторождению «Х», тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Механизм образования асфальтосмолистопарафиновых отложений в скважинах; структура и состав парафиноотложений; факторы, влияющие на процесс парафиноотложений; анализ эксплуатационного фонда, осложненного асфальтосмолистопарафиновыми отложениями на нефтяном месторождении «Х»; влияние температурного режима работы скважин на процесс образования асфальтосмолистопарафиновых отложений; физико-химические принципы воздействия магнитного поля на асфальтосмолистопарафиновые отложения; анализ результатов скребкования и промывок агрегатом депарафинизации передвижным модернизированным на нефтяном месторождении «Х»; применение химических реагентов для борьбы с асфальтосмолистопарафиновыми отложениями;

	технология подачи химических реагентов в скважину
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.г.н. Цибульникова Маргарита Радиевна
«Социальная ответственность»	Доцент, Немцова Ольга Александровна

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

Причины образования и способы удаления асфальтосмолистопарафиновых отложений в нефтепромысловых системах
Технологические особенности методов борьбы с асфальтосмолистопарафиновыми отложениями и способы их совершенствования
Социальная ответственность
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.02.2018
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			18.02.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Абдурегимов Фахрад Ровшан оглы		18.02.2018

Обозначения, определения и сокращения

АСПО – асфальтосмолистопарафиновые отложения

НКТ – насосно-компрессорная труба

ГОСТ – государственный стандарт

СНО – средняя наработка на отказ

ЭЦН – электрический центробежный насос

ШГН – штанговый глубинный насос

МРП – межремонтный период

ПАВ – поверхностно-активные вещества

МОП – межочистой период

ГКЛ – греющий кабель

АДПМ – агрегат депарафинизации передвижной модернизированный

ПЗП – призабойная зона пласта

НГДУ – нефтегазодобывающее управление

ОАО – открытое акционерное общество

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа

ГЖС – газожидкостная смесь

МО – магнитная обработка

ПСК – погружной скважинный контейнер

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 80 страниц, в том числе 15 рисунков, 24 таблицы. Список литературы включает 28 источников.

Ключевые слова: нефть, месторождение, скважина, асфальтосмолистопарафиновые отложения, методы борьбы с АСПО, ингибиторы.

Объектом исследования является фонд скважин нефтяного «Х» месторождения, осложненного парафиноотложениями.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ и подбор наиболее эффективного метода борьбы с АСПО в скважинах.

В результате работы рассмотрены общие сведения об АСПО, механизме формирования АСПО, факторы, влияющие на процесс парафиноотложений. Приведено подробное описание существующих технологий по борьбе с АСПО, с результатами опытно-промышленных испытаний на различных месторождениях.

В экономической части работы проведен расчет экономической целесообразности применения теплового метода депарафинизации скважин на нефтяном месторождении «Х».

Область применения: существующие методы борьбы с АСПО целесообразно применять на месторождениях с высоким содержанием парафина в нефти, которое приводит к снижению добычи нефти.

Бакалаврская работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, расчёты в Microsoft Excel. Презентация создана в Microsoft Power Point.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ПРИЧИНЫ ОБРАЗОВАНИЯ И СПОСОБЫ УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛИСТОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СИСТЕМАХ	10
1.1 Механизм образования асфальтосмолистопарафиновых отложений в скважинах	10
1.2 Структура и состав парафиноотложений	11
1.3 Факторы, влияющие на процесс парафиноотложений	12
1.4 Методы борьбы с парафиноотложениями	15
1.5 Анализ эксплуатационного фонда, осложненного асфальтосмолистопарафиновыми отложениями на нефтяном месторождении «Х».....	20
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛИСТОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ И СПОСОБЫ ИХ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ.....	29
2.1 Влияние температурного режима работы скважин на процесс образования асфальтосмолистопарафиновых отложений	29
2.2 Физико-химические принципы воздействия магнитного поля на асфальтосмолистопарафиновые отложения	31
2.3 Анализ результатов скребкования и промывок агрегатом депарафинизации передвижным модернизированным на нефтяном месторождении «Х»	33
2.4 Применение химических реагентов для борьбы с асфальтосмолистопарафиновыми отложениями.....	39
2.4.1 Химические ингибиторы для предупреждения образования асфальтосмолистопарафиновых отложений.....	39
2.4.1 Химические растворители для борьбы с асфальтосмолистопарафиновыми отложениями.....	42
2.5 Технология подачи химических реагентов в скважину.....	47
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,.....	53
РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	53
1. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	61

5.1	Производственная безопасность	61
5.1.1	Анализ вредных и опасных факторов	61
5.2	Вредные факторы	62
5.2.1	Превышение уровней шума	62
5.2.3	Превышение уровня вибрации	62
5.2.3	Отклонение показателей климата на открытом воздухе	63
5.2.4	Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	63
5.3	Опасные факторы	64
5.3.1	Пожаровзрывоопасность	64
5.3.2	Электробезопасность	66
5.3.3	Механические травмы	67
5.3.4	Аппараты под давлением	67
5.4	Экологическая безопасность	69
5.4.1	Оценка воздействия на геологическую среду	69
5.4.2	Оценка воздействия на атмосферный воздух	69
5.4.3	Мероприятия по охране атмосферного воздуха	71
5.5	Мероприятия по защите окружающей среды	71
5.6	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	72
5.6.1	Анализ вероятных ЧС на нефтяном месторождении «Х»	73
5.6.2	Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка	73
	действий в случае возникновения ЧС	73
5.7	Правовые и организационные вопросы обеспечения	74
	безопасности	74
5.7.1	Организационные мероприятия	74
5.7.2	Специальные правовые нормы трудового законодательства	75
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	76
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	78

ВВЕДЕНИЕ

На современном этапе одной из приоритетных задач нефтяной промышленности является проведение комплексных мероприятий по предупреждению и удалению асфальтосмолистопарафиновых отложений (АСПО). Как правило, любая нефтяная компания заинтересована в поддержании стабильной эксплуатации фонда скважин, в снижении износа оборудования минимизировать различного рода издержки, увеличить межремонтный период скважин и тд., однако при осложнении месторождений АСПО трудно добиться каких-либо результатов. Выпадение АСПО является одной из основных причин, приводящих к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств горных пород и к снижению продуктивности добывающих скважин.

Асфальтосмолопарафиновые отложения представляют собой высоковязкую мазеобразную густую массу темно-коричневого цвета. На процесс отложений АСПО влияют различные факторы: содержание парафиновых углеводородов в составе сырья, изменение давления и температуры, скорость течения жидкости, вязкость нефти, соотношение объема фаз, состояние поверхности труб.

Обычно осаждение АСПО происходит в НКТ, скважинных оборудований, выкидных линиях, а также в промысловых трубопроводах систем нефтесбора, поэтому на производстве нефтяники сталкиваются с этой проблемой постоянно. Как показывает практика нефтяного промысла, необходимо проводить мероприятия по удалению АСПО уже на начальных стадиях. Отложение мероприятий на более поздний срок может привести к таким последствиям, как перекрытие НКТ и закупориванию кольцевых каналов в затрубном пространстве, вследствие чего вызывается необходимость проведения подземных ремонтов в целях депарафинизации скважин, как правило, требующих больших капиталовложений.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ применяемых методов и технологий борьбы с АСПО на нефтяном месторождении «Х», и подобрать наиболее подходящий метод.

1. ПРИЧИНЫ ОБРАЗОВАНИЯ И СПОСОБЫ УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛИСТОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ СИСТЕМАХ

1.1 Механизм образования

асфальтосмолистопарафиновых отложений в скважинах

На поверхностях скважинных оборудований, на стенках НКТ, местах отстоя нефти часто можно было обнаружить асфальтосмолистопарафиновые отложения (АСПО). С данной проблемой сталкиваются почти все нефтяные месторождения. Однако стоит отметить, что степень отложения твёрдых фаз неоднородна для всех месторождений. Впервые с данной проблемой столкнулись бакинские и грозненские промыслы. На бакинских нефтяных промыслах основные трудности связывались с отложениями солей и парафинизации на отдельных нефтяных месторождениях. На грозненском нефтепромысле отложение парафинов в скважине не наблюдалось из-за высокой забойной температуры и малому содержанию парафина в нефти, но тем не менее, выкидные линии скважин часто подвергались парафинизации.

В 1937 ГрозНИИ, оказался первым кто взялся за исследование сложной проблемы парафинизации и поиском разработки методов борьбы с АСПО нефтепромыслового оборудования.

Выпадение парафина из нефти представляет собой сложный физико-химический процесс, на который влияет очень много факторов. Основным действием этих факторов является снижение растворяющей способности нефти, а также оказать влияние на пластовое термодинамическое состояние.

Существует несколько точек зрения на механизм образования АСПО, единого мнения в данном вопросе не существует.

Одной из наиболее доступных представлений о механизме образования АСПО в скважинах является «осадочная теория», описанная в работах И.Т. Гладкова [1]. Автор считает, что механизм формирования отложений зависит от гидродинамики потока и заключается в том, что кристаллы парафина

пробивают слой движущейся жидкости, затем прочно прилипают к поверхности оборудования.

В своих исследованиях Я. М. Каган [2] делает вывод, что формирование АСПО происходит путем естественной кристаллизации на стенках труб и дальнейшего их скопления. Так же прилипание кристаллов парафина к стенкам труб происходит при отрывании от них газовых пузырьков, с которыми кристаллы парафина могут флотироваться.

Под механизмом парафинизации следует понимать ряд процессов, влекущих за собой скапливание твёрдой фазы на поверхности оборудования. Накопление парафинов может происходить из-за образования и роста кристаллов на поверхности промышленного оборудования, так и в случае сцепления с поверхностью уже готовых, образовавшихся в потоке частиц твёрдой фазы. Не исключено также, что в скважине действуют сразу оба фактора в процессе парафинизации на поверхности оборудования.

1.2 Структура и состав парафиноотложений

Под парафиноотложениями, которые выделяются из нефти в процессе добычи, понимают многокомпонентную углеводородную физико-химическую смесь, имеющая целую гамму веществ (смоло-асфальтеновые вещества, масла, силикагелевые смолы, вода, мех. примеси).

Парафинами называют углеводороды метанового ряда начиная от $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$. После очистки парафин имеет бесцветный или белый цвет (зависит от содержания масел), не имеющий вкуса и запаха. При недостаточной очистке парафин обычно буро-жёлтого цвета. Количество отдельных компонентов в парафинистой массе разнообразно и зависит непосредственно от условия формирования нефтяной залежи и химического состава нефти.

Принято классифицировать нефть в зависимости от содержания парафинов на следующие категории [14]:

- малопарафиновые – менее 1.5% масс.;

- парафиновые – от 1.5 до 6 % масс.;
- высокопарафиновые – более 6 % масс.;

Принято считать, что в пластовых условиях парафины растворены в нефти. Количество парафинов и смолистых веществ характеризуется обратным соотношением: чем больше парафинов в нефти, тем меньше смолистых веществ. С увеличением глубины залегания нефти содержание парафина возрастает. Температура плавления твердых парафиновых углеводородов зависит от их молекулярной массы, в большинстве случаев с возрастанием молекулярной массы температура плавления оказывается выше, так, например, при молекулярной массе парафина 390-420 г/моль температура плавления находится в пределах 48-60 °С. Плотность парафинов в твердом состоянии меняется в диапазоне от 865 до 941 кг/м³, а в расплавленном состоянии от 778 до 790 кг/м³.

В «органических» жидкостях (в данном случае нефть) парафин находится в растворенном состоянии, однако с ростом молярной массы растворимость снижается, с повышением температуры наоборот увеличивается.

В химических реакциях парафины ведут себя по-разному, такие кислоты как азотная и соляная, и также щелочи инертны в отношении парафина, серная кислота не вступает в реакцию с парафином так при низких, так и при высоких температурах. Парафин легко поддается окислению воздухом.

Церезинами называют высокомолекулярные парафины от C₃₇H₇₄ до C₅₅H₁₁₀, которые имеют отличительные особенности по своим свойствам от обычных парафинов: более высокая температура кипения, большая молекулярная масса и плотность.

1.3 Факторы, влияющие на процесс парафиноотложений

Характер и интенсивность формирования парафиноотложений зависят от ряда факторов, которые могут меняться по глубине и времени.

Влияние забойного давления в стволе скважины. Если давление насыщения нефти газом выше давления на забое, происходит нарушение равновесной системы, вследствие чего объем газовой фазы возрастает. Это приводит к выделению парафинов из нефти. Нарушение равновесного состояния может происходить в любой точке системы, поэтому выпадение парафина возможно, как в скважине, так и в пласте. Если эксплуатация ведётся насосным способом, то парафиноотложение возможно в приёмной части насоса и на стенках обсадной колонны, в случае давления на приеме насоса ниже давления насыщения нефти газом. Колонну НКТ, расположенной выше насоса, можно условно разделить на две составляющие зоны. Первая зона, находящаяся непосредственно над насосом: давление в этой области резко, возрастает, тем самым становится больше давления насыщения нефти газом. Соответственно, вероятность парафиноотложения в данной зоне минимальна. Во второй зоне давление начинает снижаться до давления насыщения, где возможно интенсивное выделение парафина.

Влияние температуры. Нефть — это сложная по химическому составу смесь компонентов, могут находиться в различных агрегатных состояниях, при изменении внешних условий. Снижение температуры, вызывающее изменение агрегатного состояния способствует интенсивному образованию центра кристаллизации и роста кристаллов парафина. Распределение температуры по стволу скважины зависит от двух факторов:

- Количество передачи тепла жидкости окружающим горным породам, при движении по стволу скважины.
- Охлаждение и расширение газожидкостной смеси, при работе газа по подъему жидкости.

Влияние газовыделения. Как показывает практика, на интенсивность формирования парафиноотложений существенное влияние оказывает поведение газовых пузырьков в потоке газожидкостной смеси. Газовые пузырьки имеют свойство флотировать взвешенные частицы парафина. Вследствие контакта газового пузырька с поверхностью трубы, частицы

парафина соприкасаются со стенкой, и в дальнейшем происходит их откладывание. На стенках трубы уже образуется слой, состоящий из пузырьков газа и кристаллов парафина. В случае малой газонасыщенности, данный слой имеет большую плотность.

Влияние скорости движения газожидкостной смеси. Интенсивность и характер образования парафиноотложений также зависят от скорости течения жидкости. При ламинарном режиме, образование отложений происходит достаточно медленно. С увеличением скорости интенсивность парафиноотложений уменьшается, потому что большая скорость движения газожидкостной смеси удерживает кристаллы парафина во взвешенном состоянии с дальнейшим выносом их из скважины. Охлаждение потока смеси происходит медленнее при больших скоростях, чем при малых, тем самым замедляя процесс парафиноотложений.

Влияние электризации. Процесс протекания парафиноотложений носит адсорбционный характер. На поверхности контакта парафина с газонефтяным потоком образуется двойной электрический слой. При движении газожидкостной смеси к устью по трубам НКТ может произойти механическое нарушение равновесного состояния данного слоя, в результате чего появляются некомпенсированные заряды на поверхностях труб и на поверхности кристаллов парафинов, приводящие к отложению парафина на стенках НКТ.

Влияние шероховатости стенок труб. На процесс формирования отложений влияет состояние поверхности труб. Различные микронеровности на стенках трубы служат очагами вихреобразования, замедления скорости движения жидкости. В дальнейшем происходит затруднение движения жидкости по выступам и впадинам поверхности, приводящее к прилипанию кристаллов парафина к поверхности трубы.

В своей работе В.Я Миронов [3] иллюстрирует график зависимости между интенсивностью отложений и значением шероховатости труб (рисунок 1).

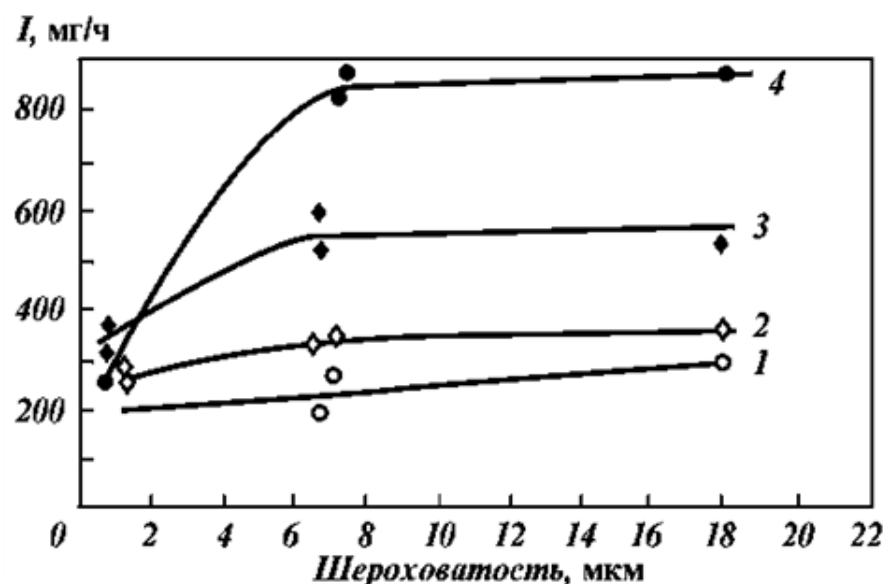


Рисунок 1– Изменение интенсивности отложений парафина на поверхности образцов I различной шероховатости при дебитах скважины, т/сут:
1 – 23; 2 – 42; 3 – 61; 4 – 76

Вязкость и плотность нефти. Маловязкая и лёгкая нефть, имеющая большое содержание легких фракций, способствует интенсивному накоплению парафинов по сравнению с нефтью большей плотности и вязкости.

Компонентный состав нефти. Нефть, имеющая в своем составе большое содержание лёгких фракций, выкипающих до 350°C более склонна к образованию парафиноотложений.

1.4 Методы борьбы с парафиноотложениями

В нефтегазовой промышленности существуют достаточное количество технологий и способов борьбы с парафиноотложениями, однако, в связи разработкой разных по состоянию месторождений и разнообразных по химическому составу скважинной продукции, не все методы могут быть применимы. Соответственно, требуется выявить индивидуальный подход для каждого типа месторождения.

Принято все методы борьбы с парафиноотложениями делить на следующие виды:

- механические

- химические
- тепловые
- физические
- применение покрытий на стенки труб

Тепловой метод основан в прогреве призабойной зоны пласта (ПЗП) и ствола скважины с целью расплавления парафиноотложений. Чаще всего в скважину нагнетают теплоносители, такие как горячая нефть или вода, водяной пар и т.д, также используют электрическую печь, закачка химических реагентов, в ходе реакций которых, сопровождаются выделением некоторого количества тепла.

Нагрев теплоносителя происходит в специальных передвижных агрегатах, оснащенных насосами, которые развивают давление до 15-16 МПа и котлами, подогревающие требуемый теплоноситель до 150°C. Закачку в пласт совершают так прямым так и обратным способом промывки. Обвязка наземного оборудования показана на рисунке 2.

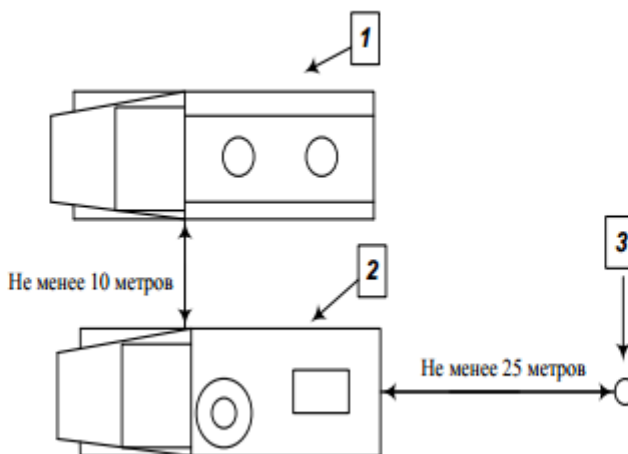


Рисунок 2 – Схема обвязки наземного оборудования (1–автоцистерна, 2– АДПМ, 3– устье скважины)

Простота технологического процесса делает данный метод одним из самых распространенных, однако имеет свои недостатки. К примеру, теплоноситель теряет огромное количество тепла на нагрев трубы и горных

пород, в результате которого нагреваются только верхние зоны, а парафиноотложения находящиеся на больших глубинах не расплавляются.

Рационально использовать на нефтяном промысле греющий кабель (ГКЛ), который крепится к наружной стороне НКТ, показанный на рисунке 3.

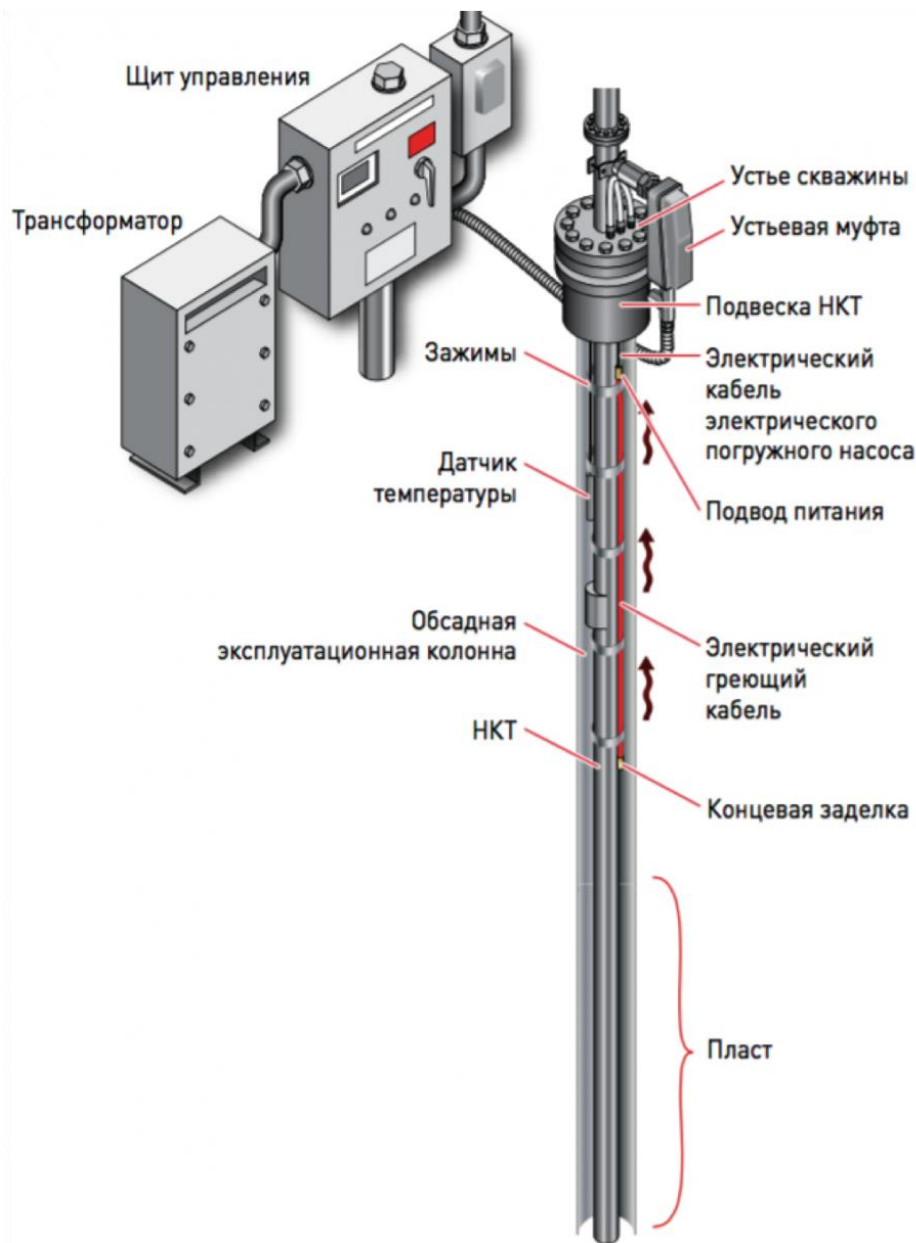


Рисунок 3— Схема установки греющего кабеля для предупреждения и удаления отложений

Под **физическим методом** понимается использование электромагнитных и магнитных полей, а также вибрационные колебания.

При воздействии на нефтяной поток магнитным или электромагнитным полем происходит снижение интенсивности накопления парафинов на стенках труб и оборудования, поскольку образование центров кристаллизации парафинов происходит только в объеме потока нефти.

Научные исследования, проведенные в компании ОАО «ПермНИПИнефть» подтвердили высокую эффективность по защите с парафиноотложениями магнитной обработкой. Также повысился МОП в несколько раз, и возросла добыча нефти [4]. В качестве магнитного депарафинизатора испытывали МАС-2, представляющий собой цилиндр длиной 1600 мм, $D_{\text{внеш}}=108$ мм и $d_{\text{вн}}=50-60$ мм (рисунок 4).

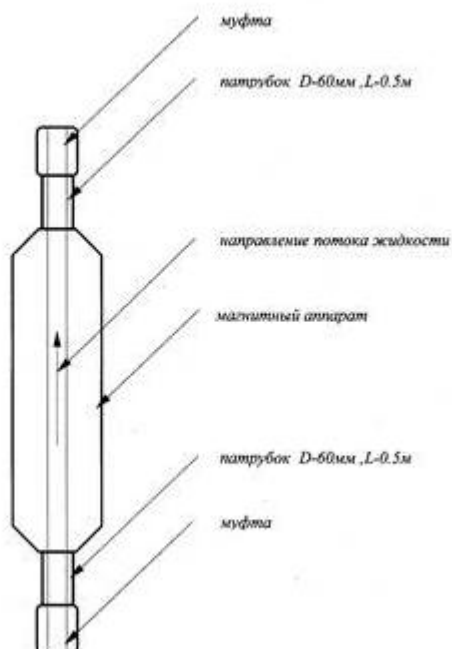


Рисунок 4– Конструкция магнитного аппарата МАС-2

Применение НКТ, покрытыми гладкими защитными материалами также нашли свое применение в нефтяном промысле. Обычно используют лакокрасочные материалы (этиловый лак, эпоксидные компаунды, бакелитовый лак), а также силикатные и полимерные материалы. Однако, стоит отметить неэффективность применения труб с покрытиями, в скважинах с ШСН. Поскольку, при механическом контакте колонны штанг с трубой приводило к стиранию и разрушению покрытий.

Химические методы борьбы с парафиноотложениями получили широкое применение в нашей стране. Если перед производителями стоит задача удалить уже образовавшиеся парафиновые отложения, то применяют реагенты-растворители. А для предотвращения образования используют ингибиторы, носящие адсорбционный характер процесса, который происходит на границе раздела фаз (нефть-вода) и твёрдой поверхностью. Различают следующие виды ингибиторов:

- диспергаторы – предназначены для повышения теплопроводности нефти, следовательно, понижая процесс парафинизации. Типичными диспергаторами являются: соли синтетических жирных кислот, соли металлов.
- смачивающие реагенты – обладают свойством образования на поверхности металла гидрофильной пленки, которая препятствует адгезии кристаллов парафина на стенках труб. Кислые органические фосфаты, силикаты щелочных металлов, полиакриламид относят к смачивающим реагентам.
- модификаторы - химические реагенты, взаимодействие которых с молекулами парафина ведёт к изменению кристаллической структуры парафинов. В результате кристаллы парафинов находятся во взвешенном состоянии. Модификаторами могут служить: атактический пропилен, сополимеры, тройной сополимер этилена.
- депрессаторы – выполняют функцию адсорбента, вследствие чего затрудняется отложение парафинов на стенках труб. Известные депрессаторы: алкилфенол ИПХ-9; изолят-7, Парафлоу (АЗНИИ) [5].

Под **механическим методом** понимается процесс депарафинизации скважины с использованием скребков, удаляющие уже образовавшиеся парафиноотложения на стенках НКТ. Количество мероприятий по спуску скребка в свежину зависит от состояния непосредственно самой скважины и характера отложений парафинов. Скребок представляет собой конструкцию с

двумя режущими ножами, ролик 1, на который крепится оцинкованная канатная проволока (связывающая скребок с лебедкой) и палец с резьбой 2, на которую подвешивают утяжелители для повышения проходимости скребка (рисунок 5).



Рисунок 5 – Конструкция скребка

Скребок обычно изготавливают из стали, масса достигает 10 кг, длина варьируется от 1250 до 1950 мм, температура эксплуатации от - 40°C до + 160°C.

1.5 Анализ эксплуатационного фонда, осложненного асфальтосмолистопарафиновыми отложениями на нефтяном месторождении «Х»

Информация данного раздела удалена (стр. 20 – 28), так как относится к категории коммерческой тайны.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛИСТОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ И СПОСОБЫ ИХ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ

2.1 Влияние температурного режима работы скважин на процесс образования асфальтосмолистопарафиновых отложений

Высокие показатели пластовой температуры и дебита нефти характеризуют особый температурный режим скважин, влияние которого оказывает на работу подземного оборудования и систем сбора и подготовки нефти. Малейшая недооценка температурного режима работы приводит к интенсивному образованию АСПО, так и к другим различным осложнениям: разрыву колонн обсадных труб, перегрев подземного оборудования, потерям свойств промывочных жидкостей и тд.

Нефтяные месторождения Западной Сибири в разрезе характеризуются наличием вечномерзлых толщ породы. Например, в нефтеносных районах Среднего Приобья вскрыты толщи реликтовых мерзлых пород. Эти породы непосредственно влияют на температурный режим работы скважин. При движении горячего газонефтяного потока происходит нарушение термодинамического равновесия в мерзлой породе. При эксплуатации скважин растепление породы вокруг ствола под действием тепла восходящего потока газожидкостной смеси происходит в течение нескольких часов. Но в зоне вечномерзлых пород анализ термограммы показал понижение температуры [11].

Наличие вечномерзлых толщ пород, влияющих на изменение температурного режима работы скважин, увеличивают вероятность образования АСПО. Так как мерзлые породы, окружающую скважину, способствуют интенсивному охлаждению газонефтяного потока.

Как показывает практика нефтяного промысла, скважины, оборудованные электроцентробежными насосами (ЭЦН) подвергаются менее интенсивной

парафинизации чем фонтанируемые скважины и скважины, оборудованные штанговым глубинным насосом (ШГН).

В работе Г.А. Бабаляна [9] приводится исследование трёх скважин Мустафинского месторождения на интенсивность парафинизации. Данное месторождение расположено в республике Башкортостан, относится к Волго-Уральской нефтегазаносной провинции. Две скважины № 324, №169 оборудованы ЭЦН, а третья скважина № 120 является фонтанирующей. Стоит отметить, что дебит всех трёх скважин был примерно одинаков равный 32 т/сут. Анализ поведения кривых, представленных на рисунке 10 показал, что насосно-компрессорные трубы (НКТ) скважин № 342 и №169 подверглись менее интенсивному парафиноотложению чем НКТ скважины № 120.

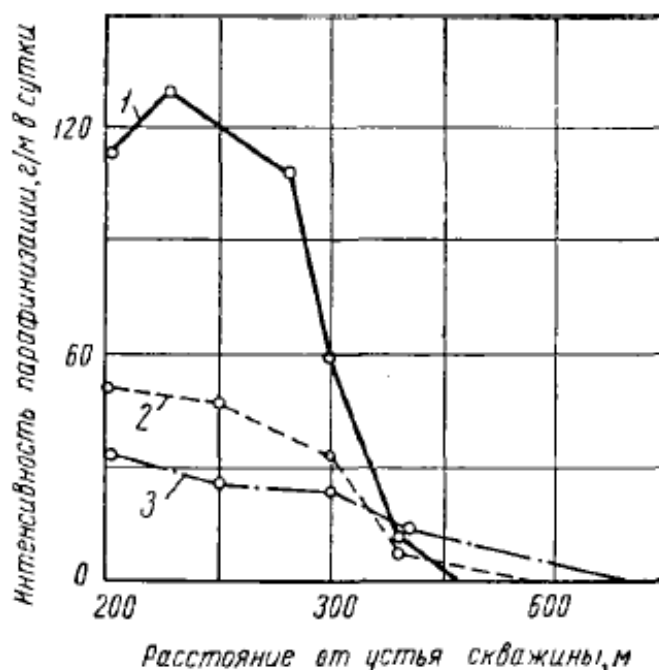


Рисунок 10 – Интенсивность парафинизации скважин 1- скв.120, 2- скв. 342, 3-скв. 169

Главный фактор, обуславливающий меньшую степень парафинизации НКТ, эксплуатируемых ЭЦН является термическая обработка водонефтяного потока в насосе. На участке скважины в интервале работы установки ЭЦН наблюдается подвод теплоты к газонефтяному потоку от электродвигателя,

центробежного насоса и электрического кабеля. Эти элементы оборудования выделяют теплоту, нагревающую газожидкостную смесь (ГЖС) до температуры выше пластовой. Обычно попадающий в насос свободный газ сжимается, что также приводит к повышению температуры ГЖС [10].

2.2 Физико-химические принципы воздействия магнитного поля на асфальтосмолистопарафиновые отложения

Использование магнитных депарафинизаторов для предотвращения АСПО получили свое первое применение в 1950-е годы, но из-за отсутствия магнитов, работающих достаточно долго в условиях скважины, перестали пользоваться высоким спросом. Однако на сегодняшний день потребность в использовании магнитов для обработки флюида магнитным полем возросло в десятки раз. Это связано с тем, что на рынке появились высокоэнергетические магниты на основе редкоземельных материалов.

В попутной воде и нефти содержится концентрация (10-100 г/т) субмикронных ферромагнитных микрочастиц соединений железа. При прохождении водонефтяного потока через магнитное поле происходит разрушение этих агрегатов. В каждом агрегате содержится от нескольких сотен до несколько тысяч микрочастиц, поэтому разрушение агрегатов приводит к резкому (в 100 - 1000 раз) увеличению концентрации центров кристаллизации парафинов и солей и формированию на поверхности ферромагнитных частиц пузырьков газа микронных размеров. В результате разрушения агрегатов кристаллы парафина выпадают в виде тонкодисперсной, объемной, устойчивой взвеси, а скорость роста отложений уменьшается пропорционально уменьшению средних размеров, выпавших совместно со смолами и асфальтенами в твердую фазу кристаллов парафина. Ферромагнитные гамма-окислы и антиферромагнитные альфа-окислы и неферромагнитные бета-окислы железа, действительно, обнаруживаются в составе отложений парафинов.

В природе частицы ферромагнитного железа существуют главным образом в виде стержнеобразных кристаллов с длиной менее одного микрона, и эти микрокристаллы слипаются в агрегаты достаточно больших размеров, в которых находятся сотни и тысячи частиц. Следовательно, агрегаты ферромагнитных частиц окислов железа представляют именно такой объект, взаимодействие которых с магнитным полем и приводит к многочисленным эффектам магнитной обработки (МО).

Исследования на наличие в скважинной продукции ферромагнитных частиц позволяют заранее выявить целесообразность обработки магнитным полем данной продукции [12]. В случае достаточного содержания асфальтосмолистых веществ и микропримесей железа в скважинной жидкости, ее изучение на влияние постоянного магнитного поля в лабораторных условиях дает возможность определить точную топологию и напряженность магнитного поля, и необходимую температуру для эффективного действия прибора, что определяет предварительную глубину установки магнитного депарафинизатора. Так, например, недостаточная изученность влияния физико-химических свойств нефти на магнитную обработку привело к тому, что в ОАО «Татнефть» магнитные приборы «МагниФло» (США) показали эффективность лишь в 40 % скважин от общего фонда скважин, осложненных АСПО. Продолжительность эффекта составила от 30 суток до 5 месяцев [6].

[Абзац удален, так как содержит коммерческую тайну].

На сегодняшний день на нефтяных промыслах России широко используются отечественные магнитные депарафинизаторы АМС – 73; АМС – 60 различных модификаций. Данные активаторы по эффективности и техническим характеристикам не уступают зарубежным депарафинизаторам, а по цене дешевле в 4 раза. Внутри корпуса магнита длиной 630 мм, имеющий резьбы на концах, вставлены магниты на основе редкоземельных металлов с высокими показателями напряженности (рисунок 11).



Рисунок 11– Пример магнитного депарафинизатора АМС-73М

Установка магнитных приборов в скважинах, оборудованных ЭЦН, рекомендуется устанавливаться через 1-2 НКТ от насоса.

При испытаниях магнитного депарафинизатора типа АМС на Восточно-Сургутском месторождении в скважинах №3225 куста №525 была выявлена огромная эффективность данного устройства. Так при подъеме НКТ через 47 суток от начала испытаний парафиноотложений не наблюдалось.

На 2015 год на Конитлорском месторождении, находящийся в Ханты-Мансийском автономном округе, внедрено 10 магнитных устройств АМС на скважинах, оборудованных ЭЦН. После эксплуатации депарафинизаторов значительно увеличился межремонтный период скважины, а экономический эффект составил 540 тысяч рублей за полугодие [13].

2.3 Анализ результатов скребкования и промывок агрегатом депарафинизации передвижным модернизированным на нефтяном месторождении «Х»

Информация данного раздела удалена (стр.34-38) , так как относится к категории коммерческой тайны.

2.4 Применение химических реагентов для борьбы с асфальтосмолистопарафиновыми отложениями

Несмотря на большое внимание, уделённое процессу депарафинизации скважин с использованием скребков и теплового метода на Советском месторождении, с целью повышения эффективности технологии борьбы с АСПО, уместно рассмотреть в геолого-технических мероприятиях химические методы борьбы.

2.4.1 Химические ингибиторы для предупреждения образования асфальтосмолистопарафиновых отложений

В настоящее время, наиболее широко используемое направление по предотвращению образования АСПО является применение химических ингибиторов, которые благодаря своим свойствам, уменьшают и вовсе предотвращают образование отложений.

В основе действия реагентов ингибиторов лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе между жидкой фазой и твёрдой поверхностью. Благодаря совместным усилиям ученых, исследовательских центров и промысловых инженеров создан целый ряд химических ингибиторов. Как отмечалось ранее, принято делить ингибиторы на следующие виды: смачиватели, диспергаторы, модификаторы, депрессаторы.

[абзац удален, так как содержит коммерческую тайну].

Основными ингибиторами комплексного воздействия считаются реагенты марки «СНПХ», в качестве иллюстрации, в таблице 7 представлен список реагентов для ингибирования образования АСПО выпускаемых одним из крупнейших производителей в России АО "НИИнефтепромхим". Разработка таких реагентов является приоритетным направлением современной нефтепромысловой химии.

Таблица 7 – Реагенты ингибирования для борьбы с асфальтосмолистопарафиновыми отложениями

Наименование реагента	Описание	Дозировка
СНПХ-2005	Депрессатор. предназначен 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 деэмульгатор	25-100 г/т
СНПХ-7920	Ингибитор образования АСПО и гидратов	100-200 г/т
СНПХ-7920М	Ингибитор образования АСПО. снижает коррозионную активность на 60-70%	100-200 т
СНПХ-7941	Ингибитор образования АСПО с эффектом деэмульгатора	50-200 г/т

Ингибитор комплексного действия СНПХ-7821 показал свои высокие диспергирующие свойства на процесс образования АСПО на нефтяных промыслах России. Данный реагент имеет цвет от светло-жёлтого до коричневого, температура застывания составляет -40°C , плотность равна 850 кг/м^3 . Ингибитор СНПХ-7821 имеет следующий состав:

- гексан (50%)
- толуол (40%)
- этилбензол (8%)
- диэтилбензол (2%)

В 2013 г. на Ванкорском месторождении были проведены опытно-промышленные испытания ингибитора парафиноотложений СНПХ – 7821. Испытания ингибитора парафиноотложений СНПХ-7821 на скважинах осуществлялся путем постоянного дозирования в затрубное пространство скважин, а также путем постоянного дозирования в интервал начала парафинообразования через импульсную трубку и вводную муфту в НКТ (глубина 1500 м). В качестве объектов испытаний были выбраны добывающие скважины нижнехетского и яковлевского продуктивных пластов: № 710/5, 625/7, 726/2бис. Рекомендуемая дозировка реагента для скважин нижнехетского продуктивного пласта составила 200 г/т нефти, а для скважин яковлевского пласта 150 г/т нефти. СНПХ-7821 показал свою эффективность и позволил увеличить МРП скважины в 2-3 раза [15].

Применение присадка комплексного действия СНПХ-7821 также показал высокую эффективность на Сузунском месторождении, относящийся к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Нефть Сузунского месторождения является высокопарафинистой (содержание парафина 6,5%). Для испытания были выбраны скважины №175, 178, имеющие малые дебиты из-за наличия образования высоких парафиновых пробок. Рабочая дозировка реагента СНПХ-7821 составила 200 грамм на 1 тонну нефти. Результаты испытания для каждой скважины приведены в таблицах 7 и 8. Эффективность ингибитора оценивалась по 2 параметрам:

- снижение температуры застывания нефти (ГОСТ 5066-91)
- влияния ингибитора на вязкость нефти (ГОСТ 33-20000)

Таблица 7 – Результат испытания ингибитора СНПХ–7821 в скважине №175

Наименование показателя	Нефть	Нефть + 1/2 от рабочей дозировки	Нефть+рабочая дозировка	Нефть + 3/2 от рабочей дозировки
Температура застывания, °С	-13	-14	-16	-17
Вязкость, сСТ	7,8	7,8	7,6	7,5

Защитный эффект ингибирования %	-	52	68	70
---------------------------------	---	----	----	----

Таблица 8 – Результат испытания ингибитора СНПХ-7821 в скважине №178

Наименование показателя	нефть	Нефть + 1/2 от рабочей дозировки	Нефть+рабочая дозировка	Нефть + 3/2 от рабочей дозировки
Температура застывания, °С	-12	-14	-16	-18
Вязкость, сСТ	7,8	7,7	7,5	7,4
Защитный эффект ингибирования %	-	49	68	69

Рассмотрев таблицы 7 и 8 видно, что с применением комплексного ингибитора, температура застывания нефти и вязкость нефти в обеих скважинах снизилась, защитный эффект ингибирования при рабочей дозировке составил 68%, что является неплохим результатом.

Ингибиторы образования АСПО обладают умеренной токсичностью, отсутствует негативное влияние на химический состав нефтепродуктов.

2.4.1 Химические растворители для борьбы с асфальтосмолистопарафиновыми отложениями

В качестве реагента для удаления АСПО применяют индивидуальные растворители либо многокомпонентные составы, которые обладают более высокой растворяющей способностью АСПО. Так как на каждом месторождении нефть имеет свои физико-химические свойства, то подход к выбору реагента осуществляется индивидуально. Нередко реагенты, имевшие хорошие показатели в лабораторных условиях показывали слабое воздействие на АСПО непосредственно в самих скважинах. Это объясняется тем, что состав

и структура АСПО по всей длине НКТ и в целом по месторождению является неоднородной.

На сегодняшний день в лабораториях существует известная методика [16] для оценки качества растворителя. Из парафиноотложений формируют шарики диаметром 10-15 мм, далее шарик помещают в корзину, куда подаётся растворитель объемом 25 см³. Данный анализ проводится в течение 2 часов, периодически поднимая и спуская корзину с АСПО, имитируя работу скважины, оборудованные ШГН. После высушивают шарики на свежем воздухе, и происходит их взвешивание. Определяют эффективность растворителя по следующей формуле:

$$\Xi = \frac{m - m_1}{m} * 100\%, \quad (1)$$

где Ξ – эффективность растворителя, %

m_1 – масса отложений после эксперимента, г

m – масса отложений до эксперимента, г.

Если эффективность растворителя колеблется в пределах 20-50%, то данный растворитель принято считать малоэффективным и применение на промысле не рекомендуется.

Индивидуальные органические растворители. К этой группе растворителей АСПО относят такие химические вещества, гексан, бензол, толуол, ксилол, этилбензол, циклогексан, 2 метил-метиленисамин, хлорбензол, дихлорэтан и др. Наиболее эффективным органическим растворителем считается толуол, сереуглерод и четыреххлористый углерод. Однако использование этих реагентов на нефтяном промысле ограничено в связи их высокой токсичностью и огнеопасностью. А хлорированные углеводороды ухудшают химические свойства нефтепродуктов.

Растворители природного характера. К ним относят газоконденсат, газовый бензин, лёгкая нефть и др. Основным преимуществом данных растворителей является доступность сырьевого обеспечения, не влияют отрицательно на химический состав нефти, однако эффективность их в

отношении АСПО асфальтенового или смешанного типов невысока, так как асфальтены и смолы плохо растворимы в органических соединениях этих продуктов.

Растворители на основе сырья производств нефтехимии и нефтепереработки. В этой группе следует выделить толуольную и ксилольную фракцию, нефрас, керосиновую фракцию. По эффективности керосиновая фракция мало отличается от природных продуктов, следовательно, менее эффективна, так как содержит предельные углеводороды с числом углеродных атомов более 6. Их растворяющая способность по отношению к парафинам ниже, чем для углеводородов с числом углеродных атомов $C_3 — C_6$. Тем не менее, керосин нашёл свое применение в обработки ПЗП, так как степень высаживания асфальтенов из нефти у него значительно ниже, чем в случае применения углеводородов с числом атомов $C_3 — C_6$. Для наглядности приведём таблицу 9, где приведены значения относительной растворимости АСПО в различных углеводородных растворителях. За 1 принимается растворимость АСПО в газовом бензине равная при $70^{\circ}C — 50$ г/л.

Таблица 9 – Показатели относительной растворимости АСПО в различных углеводородных растворителях

№	Растворитель	Химический состав	Относительная растворимость АСПО при $70^{\circ}C$
1	Газовый бензин	Смесь парафиновых, изопарафиновых углеводородов	1,00
2	Гексановая фракция	Смесь парафиновых, изопарафиновых углеводородов	1,07
3	Толуольная фракция	Смесь парафиновых, изопарафиновых углеводородов и небольшое содержание ароматических углеводородов	1,85
4	Нефрас С3 70/150	Прямогонная фракция массовым содержанием ароматических углеводородов до 5%	1,82

5	Нефрас С4 130/350	Прямогонная фракция массовым содержанием ароматических углеводородов до 5%	2,42
---	----------------------	--	------

Проанализировав таблицу 9, можно прийти к выводу, что с ростом содержания в растворителе ароматических углеводородов происходит значительный рост растворимости АСПО примерно до 2,5 раз. Однако при достижении содержания ароматических углеводородов в 25% дальнейшего увеличения растворимости не происходит. Максимальной растворяющей способностью обладают композиции, содержащие 30 % ароматических углеводородов, 20 % нафтяных и 50 % парафиновых углеводородов. К ним можно отнести композиции толуольной фракции, СНПХ-7р-1, СНПХ-7р-14а, СНПХ 7870.

Помимо опытно-промышленного испытания ингибитора парафиноотложений СНПХ-7821 [15] на Ванкорском месторождении эффективность, которого была описана в разделе 2.4.1, был также применён растворитель СНПХ-7р-14а в следующих скважинах: № 833/12, 206/4, 752/9, 708/10. Реагент продавливали нефтью, объем закачки реагента на каждую скважину составлял $2.5 \text{ м}^3 - 3.4 \text{ м}^3$. Результаты опытно-промышленных испытаний удалителя парафиноотложений СНПХ-7р-14А показал высокую степень очистки добывающих скважин от АСПО. Увеличился межочистной период (МОП) работы скважин в 2–3 раза, дебит каждой скважины увеличился на 7-10 т/сут, что говорит о высоком качестве очистки реагентом СНПХ-7р-14А.

В сочетании с ингибиторами образования АСПО защитный эффект может длиться от 3 до 8 месяцев.

Органические смеси с добавками поверхностно-активных веществ (ПАВ). Эффективность применения удалителей АСПО может увеличиться в несколько раз при сочетании с ПАВ. В качестве углеводородного растворителя может использоваться гексановая фракция, газовый бензин, анизол и др. А в

качестве ПАВ могут служить синтанол, сульфанаол, неиногенные поверхностно-активные вещества, синтетические жирные кислоты [7]. При введении в состав до 3% ПАВ происходит увеличение поверхностной активности растворителей. Одним из эффективных неиногенных ПАВ являются реагенты – ОП-7 и МЛ-72. Реагент ОП-7 обладает хорошей растворимостью в воде, образует устойчивые растворы с разбавленными минеральными кислотами, также является хорошим деэмульгатором, снижает поверхностное натяжение на границе раздела вода – нефть. Реагент МЛ-72 является смесью синтетических ПАВ разных классов и различного химического состава, где 70 % составляют сульфонол, 25 % сульфонат, 5 % смачивателя. Также реагент может использоваться в качестве задавочной жидкости при ремонте скважин. Не оказывает негативного воздействия на окружающую среду, не является токсичным, концентрация раствора при обработке АСПО составляет 0,1-0,3 масс %. Время воздействия на АСПО при совмещении процесса глушения составляет 48-60 часов.

Органические композиции целенаправленного смешения. [текст данного абзаца удален, так как содержит коммерческую тайну].

Удалители на водной основе. Этот класс относят к моющим смесям, так как принцип действия сводится не к растворению составляющих АСПО, а к их диспергированию и отмыву. К этому классу принято относить щелочи, электролиты, спирты, кислоты и др. [17]. Углеводородной фазой может служить триглицеридное масло, смесь алифатических и ароматических углеводородов. Наличие в составе органических растворителей, ПАВ, электролитов, воды способствует тому, что удалители данной группы имеют свойства от микроэмульсий до мицеллярных систем. Удалители на водной основе обладают рядом преимуществ перед органическими растворителями, так как являются менее взрывоопасными и более технологичными, также имеют способность создавать гидрофилизирующие пленки на твердых поверхностях.

2.5 Технология подачи химических реагентов в скважину

Чтобы достичь максимальной эффективности по предотвращению и удалению АСПО, необходимо не только подобрать качественные ингибиторы образования АСПО и растворители удаления, но осуществить правильную технологию подачи химических реагентов в скважину. Поскольку пренебрежение данного процесса может привести к тому, что снизится эффективность используемых реагентов и придётся увеличивать расход реагентов.

Нефтяной промысел предъявляет ряд требований при закачке химического реагента:

- реагент обязан находиться в молекулярно-дисперсном состоянии, для того чтобы в короткие сроки раствориться в потоке нефти
- дозировка реагента в поток нефти осуществляется с высокой точностью, с отклонением не более ± 2 г на тонну нефти
- оборудование для закачки реагента должен находиться в исправном состоянии

Чтобы вычислить объем закачиваемого химического реагента нужны данные по: состоянию и зоне осаждения АСПО, забойной температуре, производительности скважины, обводненности, забойному давлению и тд., а также информация по конструкции скважины (например, кривизна ствола скважины). Наличие этих данных также позволяет построить модель осаждения АСПО, определиться с последовательностью закачивания каждой пачки химического реагента, а информация по конструкции скважины дает представление о местах, с наибольшей вероятностью накопления АСПО.

Перед закачкой химического реагента в скважине производят мероприятия по удалению газа из затрубного пространства [7].

Чтобы рассчитать объём закачиваемого реагента нужно воспользоваться следующим алгоритмом:

1. Вычислить объем НКТ без присутствия отложений по следующей формуле:

$$V_1 = 3,14 \times \left(\frac{D}{2}\right)^2 \times H, \text{ м}^3 \quad (2)$$

где H – длина обработанной НКТ, м

D – внутренний диаметр НКТ, мм

2. Вычислить объем НКТ с присутствием отложений

$$V_1 = 3,14 \times \left(\frac{D}{2} - d\right)^2 \times H, \text{ м}^3 \quad (3)$$

где d – толщина отложений, мм

3. Определить объем отложений внутри НКТ

$$V = V_1 - V_2, \text{ м}^3 \quad (4)$$

4. Рассчитать массу отложений

$$m_{\text{отл}} = V \times \rho_{\text{отл}} \quad (5)$$

где $m_{\text{отл}}$ – масса отложений для обработки, кг.

Зная массу отложений АСПО, производят расчет требуемого химического реагента в соотношении: на 100 грамм отложений – 1 литр химического реагента или на 100 кг отложений - 1 м³ химического реагента.

В затрубное пространство закачивается рассчитанный объем химического реагента, а затем с помощью продавки нефтью химический реагент вытесняется в НКТ, после чего скважину останавливают на реагирование. Время реагирования для каждой скважины индивидуально и может составлять от 1 ч до 24 часов. Расчёт объема вытесняющей жидкости должен быть таким, чтобы после заполнения НКТ реагентом часть его оставалась в скважине. Остаточное количество химического реагента постепенно будет отбираться насосом. Данный способ закачивания химически реагентов считается традиционным методом обработки скважин.

Существует наиболее эффективный метод дозирования ингибиторов и растворителей с помощью погружного скважинного контейнера (ПСК), представленный на рисунке 13.



Рисунок 13 – Погружной скважинный контейнер

ПСК позволяет дозировать ингибитор в требуемых минимальных концентрациях, обеспечивающий его совместимость с попутно добываемыми водами любого типа в условиях их меняющейся минерализации. Конструкция ПСК обладает следующей особенностью: секции контейнера оснащены регулировкой, позволяющей настраивать его индивидуально под параметры работы скважины, вышедшей в ремонт, в течение 5–10 минут непосредственно перед спуском. Схема установки ПСК в скважине представлена на рисунке 14.

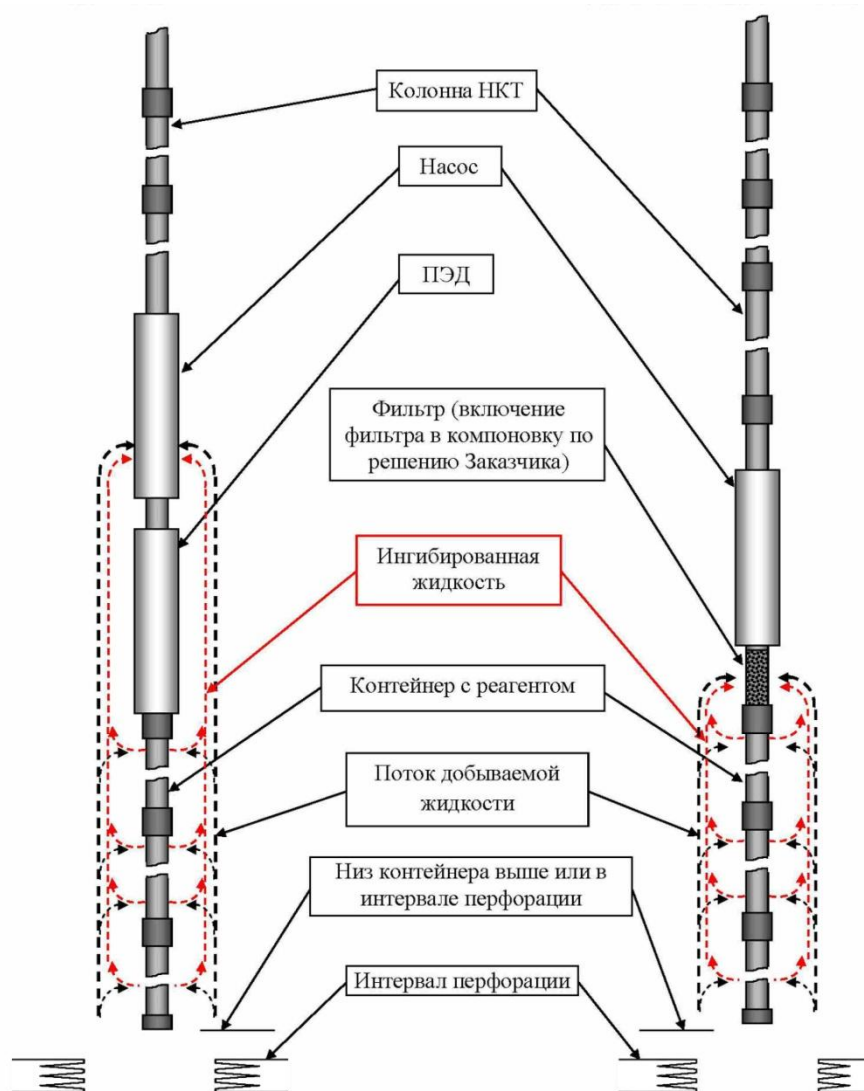


Рисунок 14 – Схема размещения скважинного погружного контейнера в скважинах, оснащенных ЭЦН и ШГН

К перспективным методам следует отнести капиллярные системы подачи химических реагентов в колонну НКТ (рисунок 15). По скважинному капиллярному трубопроводу 5, закрепленному на внешней поверхности НКТ, химический реагент поступает в вводную муфту (7), перед которой установлен центратор (6) для защиты концевой заделки и обратного клапана. Регулирование подачи реагента осуществляется наземной дозирующей установкой 1. Устройство ввода 3 обеспечивает герметичное прохождение капиллярного трубопровода через устьевую арматуру.

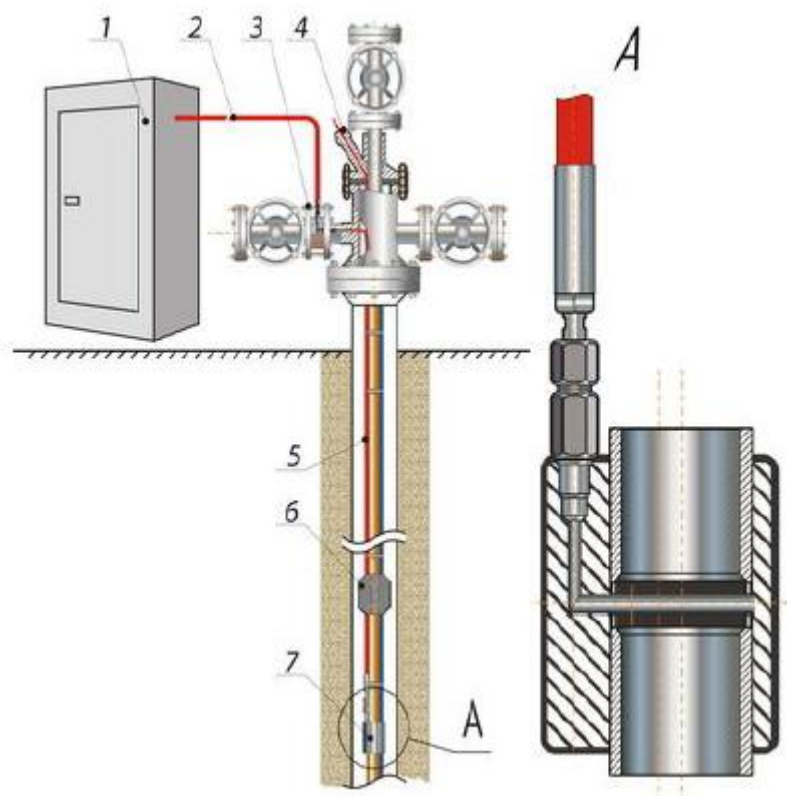


Рисунок 15 – Капиллярная система подачи реагентов в колонну насосно-компрессорных труб

При выбранном способе дозирования реагент поступает в интервал до начала отложения АСПО. С экономической точки зрения рациональнее использовать капиллярную систему, нежели традиционную подачу реагентов в затрубное пространство, так как расход реагента снижается примерно в 2-4 раза.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Абдурагимову Фахраду Ровшан оглы

Школа	ИШПР	отделение	ОНД
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	«обслуживание и эксплуатация объектов добычи нефти»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, локальные сметы затрат на проведение депарафинизации скважин тепловым методом
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налог на добавленную стоимость (18%), прямые страховые взносы 30%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка финансовой составляющей инженерных решений (ИР)	Определить объем и стоимость работ по проведению депарафинизации скважин тепловым методом.
2. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности исследования	Выявить, эффективность проведение депарафинизации скважин тепловым методом на месторождении.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Цибульникова М. Р.	к.г.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Абдурагимов Фахрад Ровшан оглы		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Информация данного раздела удалена (стр. 53-58), так как относится к категории коммерческой тайны.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Абдурагимову Фахраду Ровшан оглы

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	«Обслуживание и эксплуатация объектов добычи нефти»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является кустовая площадка нефтяного месторождения «Х».
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	1.1 Анализ вредных производственных факторов: – Повышенный уровень шума на рабочем месте. – Превышение уровня вибрации – Отклонение показателей климата на открытом воздухе. – Повышенная загазованность воздуха. 1.2 Анализ опасных производственных факторов – Пожарная безопасность – Электробезопасность. – Аппараты под давлением – Механические травмы
2. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);	2. Оценка эффективности мероприятий по обеспечению экологической безопасности

– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	3. Возможные ЧС на объектах нефтяного месторождения «Х»: пожары, взрывы, разливы ядовитых веществ.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	4. Организационные мероприятия и особенности законодательного регулирования проектных решений

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Абдурагимов Фахрад Ровшан оглы		

1. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

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

5.1 Производственная безопасность

5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов

При работе оператора добычи нефти может возникать множество опасных и вредных факторов, которые могут нанести вред его здоровью. Более подробно вредные и опасные факторы приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Опасные и вредные факторы при работе оператора добычи нефти и газа

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Обслуживание технологических установок; 2. Обслуживание фонда скважин; 3. Контроль за трубопроводами и различными коллекторами; 4. Работа с электроустановками и трансформаторами.	1. Превышение уровней шума и 2. Превышение уровня вибрации; 3. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.	1. Аппараты под давлением; 2. Электрический ток; 3. Пожароопасный фактор. 4. Механические травмы	1. СанПиН 2.2.4-548-96 2. ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ и ГОСТ 12.1.003 – 2014 ССБТ. 3. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. 4. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ 5. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ

5.2 Вредные факторы

5.2.1 Превышение уровней шума

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

Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в таблице 16.

Таблица 16– Предельно допустимые уровни звукового давления.

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

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

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

5.2.3 Превышение уровня вибрации

Генераторы, обеспечивающие бесперебойную работу, и сами компрессорные установки создают определенный уровень вибрации. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0÷28 мм [23].

В связи с длительной работой данного оборудования, происходит его износ, поэтому в будущем может произойти превышение уровня вибрации. Мероприятия для устранения уровня вибрации следующие: установка

прокладок между напольным покрытием и работающим оборудованием. Так же можно увеличить количество крепежей. При соприкосновении с вибрирующими предметами такие материалы — резина, войлок, асбест, пробка — противодействуют колебаниям и ослабляют вибрацию.

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

5.2.3 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

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

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

5.2.4 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются

нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Основной величиной экологического нормирования содержания вредных химических является предельно допустимая концентрация (ПДК) – мг/м³. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны: нефть – 100 мг/м³, уайт-спирит – 300 мг/м³, бензол – 5мг/м³, С1-С5 – 3 мг/м³, сероводород – 10 мг/м³, хлор – 1 мг/м³ [26]. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

5.3 Опасные факторы

5.3.1 Пожаровзрывоопасность

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

При работе с пожароопасными и взрывопожароопасными веществами и материалами соблюдаются требования маркировки и предупредительных надписей [24]. Первичные средства пожаротушения представлены в таблице 17. Таблица 17 – Первичные средства пожаротушения.

Наименование		ГОСТ	Количество, шт.
Огнетушитель пенный ОХП–10		ГОСТ 16005–70	12
Ящики с песком	0,5 м ³	—	4
	1 м ³		2

Лопаты	ГОСТ 3620–70	5
Лом пожарный легкий	ГОСТ 16714–71	2
Топор пожарный поясной	ГОСТ 16714–71	2
Багор пожарный	ГОСТ 16714–71	2
Ведро пожарное	ТУ 220	4

Для определения частоты реализации пожароопасных ситуаций на производственном объекте используется информация [27]:

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

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

Электросварочные работы можно вести только после соответствующей подготовки свариваемых деталей, узлов и прилегающего к ним района (очистка, пропарка и др.). В случае воспламенения раствора необходимо остановить насосы, выключить дизели и электродвигатели. Горящий раствор

при плотности менее 1000 кг/м³ тушится пеной, а при более высокой плотности допускается применение воды.

5.3.2 Электробезопасность

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

В зависимости от условий производственной среды и нормативным документам [20], рассматриваются следующие вопросы: требования к электрооборудованию, анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям, выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током, мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий, обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током. При работе вблизи воспламеняющихся материалов, взрывоопасных паров или пыли разрешается использовать только специальные электроинструменты (во взрывобезопасном исполнении или не создающие искр). Запрещается работать с электрооборудованием в дождь.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; зануление; защитное отключение. При необходимости производится расчет защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения.

Индивидуальные основные изолирующие электрозащитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей под напряжением. В

установках до 1000В – это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения [20].

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

5.3.3 Механические травмы

Как правило, механические травмы являются самым распространенным явлением на производстве и всегда неожиданным. Оно варьируется от простых порезов и ушибов до летального исхода. Виновниками травматизма является зачастую сами работники, а порой техногенные аварии или природные явления. Так как приходится работать с различными устройствами и на высокой высоте, то наибольшую опасность представляют трубопроводы и скважины с высоким давлением, падение человека или предметов, работа с подъемно-транспортными машинами, агрегатами, ножами, отвертками, пилами, перфораторами, поднимание и опускание лебедки для очистки от АСПО, и т.д.

От всех этих опасных факторов применяют: козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации. Средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. Плюс ко всему, требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности.

5.3.4 Аппараты под давлением

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень

давления в технологическом и оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Аппараты под давлением, например работа компрессорной установки, регулируются нормативным документом [25].

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

Объем контроля определяется в зависимости от группы сосуда (аппарата), который работает под давлением и определяется в зависимости от температуры стенки, расчетного давления и характера рабочей среды представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Определение группы сосуда [28]

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

5.4 Экологическая безопасность

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

5.4.1 Оценка воздействия на геологическую среду

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

5.4.2 Оценка воздействия на атмосферный воздух

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

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

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

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

5.4.3 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

На стадии эксплуатации нефтепромыслового оборудования предусмотрены специальные мероприятия, направленные на минимизацию выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников. К ним относятся следующие технические решения:

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

5.5 Мероприятия по защите окружающей среды

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

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

3) увеличение надежности трубопроводов на участках перехода через водные объекты (антикоррозионное покрытие и диагностика);

4) выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов;

5) строительство трубопроводов по эстакадному варианту в зимний период, когда нет нереста, для снижения воздействия на дно и берега водного объекта; 76

6) укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав;

7) ежегодное диагностирование технического состояния переходов трубопроводов через водные преграды;

8) обеспечение мер по защите от коррозии трубопроводов (применение труб с наружной защитной изоляцией усиленного типа и внутренним противокоррозионным покрытием);

9) использование бакпрепаратов для ликвидации свежих нефтяных загрязнений.

Для предупреждения возможных загрязнений с кустов скважин предусматриваются следующие природоохранные мероприятия: устройство обвалования высотой 1.3 м по всему периметру кустового основания; укрепление откосов обвалований торфо-песчаной смесью; устройство дренажных емкостей для сбора стоков с технологического оборудования.

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

5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.6.1 Анализ вероятных ЧС на нефтяном месторождении «Х»

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. Необходимо разработать перечень мероприятий по повышению устойчивости проектируемого объекта (повышение прочности конструкций, резервирование запасов сырья, систем электро-газо-водоснабжения и т.д.).

Для нефтяного месторождения «Х» характерны следующие чрезвычайные ситуации:

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

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

Для снижения последствий и недопущения ЧС необходим анализ и выявление чрезвычайных потенциальных ситуаций. Для этого на предприятии принимают следующие меры [21]:

- контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;
- оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;
- планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;

– обучение работников к действиям в ЧС и поддержание в готовности средств защиты.

5.7 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.7.1 Организационные мероприятия

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5.7.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства

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

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

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

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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе было выявлено, что наличие асфальтосмолистопарафиновых отложений может привести к снижению дебита скважины, вызванное частичным или полным перекрытием НКТ данными веществами, а также к полному выводу из строя погружных оборудования. Проведение заблаговременных мероприятий по предупреждению образования асфальтосмолистопарафиновых отложений в скважине позволяет свести все вышеописанные риски к минимуму.

При проведении анализа механизированного фонда нефтяного месторождения «Х» было выявлено, количество скважин, осложненных парафиноотложениями, растёт с каждым годом. На 2017 год количество таких скважин составило 214 ед. (оборудованных УЭЦН). Учитывая, что данное месторождение и так находится на 3 стадии разработки, характеризующаяся низкими показателями темпа отбора нефти, проблема парафиноотложений лишь усугубляет текущее состояние фонда. Поэтому борьба с асфальтосмолистопарафиновыми отложениями является достаточно серьезной на данном этапе разработки.

В настоящее время на месторождении «Х» отдают предпочтение механическому и тепловому методу очистки скважин от парафиноотложений. Проанализировав данные, полученные с опытно-промышленных испытаний, было выявлено, что использование данных методов является не самым лучшим решением данной проблемы.

Целью выпускной квалификационной работы являлся разбор, существующих методов борьбы с АСПО и выбор наиболее эффективной технологии в борьбе с ними. Среди разобранных методов по борьбе с АСПО уместно применить химический метод, в том числе и на нефтяном месторождении «Х». Использование присадок комплексного действия по предупреждению образования АСПО, таких как СНПХ-7821 показали положительный результат на многих месторождений, защитный эффект

которого может составлять 65-70% в зависимости от дозировки реагента. В качестве удаления уже образовавшихся парафиноотложений рекомендуется применение растворителя СНПХ-7р-14а, позволяющий увеличить МРП скважины в 2-3 раза.

Также были рассчитаны финансовые затраты на проведение тепловой обработки скважины горячей нефтью с целью удаления АСПО на стенках скважины. Расчёт сметы показал экономическую целесообразность применения тепловой обработки скважины горячей нефтью при цене реализации нефти в 12822 руб.

Рассмотрены опасные и производственные факторы, с которыми может столкнуться оператор добычи нефти и газа на кустовой площадке, а также описан комплекс мероприятий по их устранению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гладков И. Т. Профилактический способ борьбы с отложениями парафина в фонтанных скважинах. Тр. Грозненского нефтяного института, № 18. – Грозный: Чечено – Ингушское книжное издательство, 1958. – 57 с.
2. Каган Я. М. О физико-химических основах предупреждения образования смоло-парафиновых отложений с помощью полей, создаваемых электрическим током. – М.: Недра, 1965. – 191 с.
3. Миронов В. Я. Применение труб с защитным покрытием в целях борьбы с отложениями парафина и коррозией на промыслах Башкирии // Опыт борьбы с отложениями парафина: Сб. – М.: ВНИИОЭНГ, 1967. С. 3-10.
4. Борсуцкий З.Р., Ильясов С.Е, Южанинов П.М, Солдатова И.П. Магнитообработка флюидов в основе энергосберегающей технологии // Геология, геофизика и разработка нефтегазовых месторождений. 2002. №8. С. 96-100.
5. Персиянцев М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 653 с.
6. Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В. и др. Осложнения в нефтедобыче. – Уфа: изд-во ООО «Монография», 2003. – 302 с.
7. В.И. Марьин, Акчурин В.А, Демахин А.Г. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор. Саратов: Издательство ГосУнц «Колледж», 2001. – 156 с.
8. Проект разработки Советского нефтяного месторождения. 2016.
9. Бабалян Г.А. Борьба с отложениями парафина. – М.: Недра, 1965. – 347 с.

10. Купцов С.М. Температурный режим скважин. Методическое пособие.– М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 111 с.
11. Максимов В.П. Эксплуатация нефтяных месторождений в осложненных условиях. – М.: Недра, 1976. – 241 с.
12. Сахаров В.А, Сейткасымов Б.С. Опыт применения магнитных приборов для обработки скважин с целью предотвращения проблем, связанных с органическими отложениями// Нефтепромысловое дело. 2004 г. №8. С. 39-40.
13. Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Саранча А.В. Применение магнитных активаторов для борьбы с отложениями АСПО, солей и коррозией // Современные проблемы науки и образования. 2015 г. №2. С 6-12.
14. Полищук Ю.М, Ященко И.Г. Физико-химические свойства нефтей. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. –109 с.
15. 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.
16. Ахметов А.Ф, Герасимова Е.В, Нуриазданова В.Ф Лабораторная методика определения эффективности растворителей асфальтосмолистопарафиновых отложений//Башкирский химический журнал. 2008. №2. С. 161-163.
17. Турукалов М. Б. Критерии выбора эффективных углеводородных растворителей для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений: дис. канд. хим. наук: 02.00.13 / Турукалов Михаил Богданович. Краснодар, 2007. - 156 с.
18. ГОСТ 5066-91 Топлива моторные. Методы определения температуры помутнения, начала кристаллизации и кристаллизации.

19. ГОСТ 33-20000 Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости.
20. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
21. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.
22. ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
23. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
24. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
25. ГОСТ 25215-82 Сосуды и аппараты высокого давления
26. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
27. Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 N 123-ФЗ
28. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением». Серия 20.Выпуск 16. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2015. — 254 с.