

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Комплексный подход к применению технологий для борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири

УДК 622.276.72(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Галиев Руслан Газинурович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

Консультант

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	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2020 г.

Планируемые результаты обучения

	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	2	3
1	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
2	Применять <i>базовые профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1, ППК-3, ППК-4, ППК-6
3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	Требования ФГОС ВО ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
4	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3, ППК-4, ППК-6
5	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО ОК-4, ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
6	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	Требования ФГОС ВО ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	Требования ФГОС ВО ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	Требования ФГОС ВО ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
9	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
10	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Галиеву Руслану Газинуровичу

Тема работы:

Комплексный подход к применению технологий для борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-120/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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

	сооружениях. Расчёт распределения температуры насыщения нефти парафином в добывающей скважине. Производственная безопасность. Вредные факторы. Опасные факторы. Экологическая безопасность. Мероприятия по защите окружающей среды. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Анализ причин и условия образования парафиновых отложения в процессе добычи нефти	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Анализ современного опыта применения технологий по борьбе с парафиновыми отложениями в отечественной и зарубежной нефтедобычи	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Комплексный подход при борьбе с парафиновыми отложениями в процессе добычи нефти	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович

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

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

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	03.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Галиев Руслан Газинурович		

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
03.04.2020	Анализ причин и условия образования парафиновых отложения в процессе добычи нефти	25
28.04.2020	Анализ современного опыта применения технологий по борьбе с парафиновыми отложениями в отечественной и зарубежной нефтедобычи	25
15.05.2020	Комплексный подход при борьбе с парафиновыми отложениями в процессе добычи нефти	30
20.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
25.05.2020	Социальная ответственность.	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

Консультант

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Обозначения, определения и сокращения

- ПО** – парафиновые отложения;
- ПВ** – парафиновые вещества;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- ССЕ** – сложная структурная единица;
- А.Е.М.** – атомная единица массы;
- ТМСПБ** – телеметрия скважины погружной блок;
- ПАВ** – Поверхностно-активные вещества;
- ППО** – подземное - промысловое оборудования;
- ТХО** – терма – химическая обработка;
- ПН** – парафинистые нефти;
- БД** – база данных;
- НГБ** – нефтегазоносные бассейны;
- АДПМ** – агрегат для депарафинизации скважин;
- НКТ** – насосно-компрессорные трубы;
- УВ** – углеводород;
- МОП** – меж - очистный период;
- МРП** – меж - ремонтный период;
- КРС** – капитальный ремонт скважин;
- УБДР** – устьевой блок дозирования химического реагента;
- УМА** – установка магнитного активатора;
- УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;
- АГЗУ** – автоматизированная групповая замерная установка;
- ЦА-320**– цементирувочный агрегат;
- АДПМ** – агрегат для депарафинизации скважин;
- ППД** - поддержание пластового давления;
- СВЧ** – сверх высокие частоты;
- СПКУ** – специальное погружное кабельное устройство;
- КР** - капиллярный рукав;

ПЭД – погружной электрический двигатель;

ШГН - штанговый глубинный насос;

ПРС - подземный ремонт скважин.

ПДК - предельно допустимые концентрации.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 98 страниц, в том числе 38 рисунков, 8 таблиц. Список литературы включает 29 источника. Работа содержит 1 приложение.

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

Объектом исследования являются парафиновые осложнения, возникающие при эксплуатации нефтяных скважин и методы их предотвращения.

Цель исследования – анализ методов современных технологий защиты и борьбы от парафиновых осложнений.

В процессе исследования были подробно рассмотрены методы борьбы и предупреждение парафиновых отложений, а также перспективы по применению более современных технологий.

Область применения: осложненный фонд скважин.

Потенциальная экономическая эффективность связана с повышением эффективности эксплуатации оборудования за счет внедрения новых технологий защиты и предупреждения от парафиноотложений.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1. АНАЛИЗ ПРИЧИН И УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ	13
1.1 Классификация нефтей по содержанию парафинов.....	14
1.2 Анализ пространственного распределения нефтей по содержанию парафинов	16
1.3 Состав и свойства парафиновых отложений	17
1.4 Причины образования парафиновых отложений в скважинах и линейных сооружениях.....	20
1.5 Анализ условий образования парафинов.....	22
1.5.1 Распределение температуры по стволу скважины	24
1.5.2 Определение коэффициента теплопередачи.....	25
2. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПО БОРЬБЕ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В ОТЕЧЕСТВЕННОЙ И ЗАРУБЕЖНОЙ НЕФТЕДОБЫЧИ.....	29
2.1 Описание современных технологий борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири.....	31
2.2 Предупреждение образования парафиновых отложений.....	32
2.2.1 Технологический метод	32
2.2.2 Физический метод	34
2.2.3 Химический метод	38
2.3 Методы удаления парафиновых отложений.....	46
2.3.1 Тепловой метод удаления	46
2.3.2 Механический способ удаления	51
2.3.3 Биологический метод удаления.....	53

2.4 Технические усовершенствование технологий при борьбе с парафинообразованием в скважинах и линейных сооружениях	54
2.4.1 Внедрение цифровых и технологических решений в процессе добычи нефти в условиях осложненных парафинообразованием.....	54
2.5 Расчёт распределения температуры насыщения нефти парафином в добывающей скважине	62
3. КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ПРИ БОРЬБЕ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ	65
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	69
4.1 Вывод к разделу.....	73
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	76
5.1 Производственная безопасность	76
5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов	76
5.2 Вредные факторы	76
5.2.1 Превышение уровней шума	77
5.2.2 Отклонение показателей климата на открытом воздухе.....	78
5.2.3 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	78
5.3 Опасные факторы	79
5.3.1 Пожаровзрывоопасность.....	79
5.3.2 Электробезопасность.....	81
5.3.3 Механические травмы.....	82
5.3.4 Аппараты под давлением	83
5.4 Экологическая безопасность	84
5.4.1 Оценка воздействия на геологическую среду.....	84
5.4.2 Оценка воздействия на атмосферный воздух	84
5.4.3 Мероприятия по охране атмосферного воздуха	86

5.5 Мероприятия по защите окружающей среды	86
5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	88
5.6.1 Анализ вероятных ЧС на Западно - Сибирском нефтяном месторождении «Х»	88
5.6.2 Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС	88
5.7 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	89
5.7.1 Организационные мероприятия.....	89
5.7.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	90
5.8 Выводы по разделу.....	91
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	92
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	94
Приложение А	97

ВВЕДЕНИЕ

Процедура добычи, сбора и подготовки нефти, усложняется совокупностью проблем, связанных с парафиновыми отложениями.

Накопление ПО в проточных частях нефтепромыслового оборудования и на внутренних поверхностях труб приводит к уменьшению добычи нефти, снижению межремонтного периода работы скважин и эффективности работы насосных установок. Величина парафиновых отложений может меняться от совсем маленьких до таких размеров, которые повышают расходы на эксплуатацию и ремонт скважин, заодно снижая их производительность.

Актуальность данной работы: Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин путем предупреждения образования парафиновых отложений с применением новых технологий.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ современных технологий и обоснование применения рецептур и технологических составов для предупреждения образования парафиновых отложений.

1. АНАЛИЗ ПРИЧИН И УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Развитие нефтяной промышленности России на современном этапе характеризуется снижением качества сырьевой базы. В общем балансе разрабатываемых месторождений преобладают месторождения, вступившие в позднюю стадию разработки и, как следствие, наблюдается значительное ухудшение их структуры, увеличение доли трудно извлекаемых запасов нефти, обводнение пластов и продукции скважин. Так, при добыче парафинистых нефтей серьезной проблемой, вызывающей осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, является образование парафиновых отложений, формирование которых приводит к снижению производительности системы и эффективности работы насосных установок. Образование эмульсий при выходе из скважины вместе с сопутствующей пластовой водой усиливает осадкообразование.

Так что же такое ПО? Парафиновые отложения это – тяжелые компоненты нефти, отлагающиеся на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования и затрудняющие его добычу, транспорт и хранение.



Рисунок 1 - Парафиновые отложения

Парафины и родственные им соединения, смолы, часто рассматриваются как единый остаток, и считается, что смолы стабилизируют диспергированное состояние парафинов в нефти. Само понятие «парафины» ввел в 1837 г. Ж.-Б. Буссенго, так он назвал остаток от перегонки битума, не растворимый в спирте, но растворимый в скипидаре. Сегодня парафинами называют твердые высокоплавкие хрупкие вещества черного цвета, нерастворимые в алканах, но растворимые в ароматических углеводородах и других растворителях. А среди первых монографий, посвященных проблеме отложения ПО, можно выделить работу Н.Н. Непримерова. В книге приводятся данные по экспериментальным исследованиям и установлению основных закономерностей, которые имеют место в системе «скважина-пласт» при добыче высокопарафинистой нефти. На основе полученных данных выдвинута гипотеза о механизме формирования парафиновых отложений, получившая в свое время широкое признание среди нефтяников.

1.1 Классификация нефтей по содержанию парафинов

Для проведения статистического анализа свойств нефтей с различным содержанием парафинов и для отображения на цифровых картах статистических характеристик необходимо классифицировать нефти по содержанию в них парафинов [1].

Таблица 1 - Классификация нефтей по содержанию парафинов

Класс нефти	Пределы изменения классификационных интервалов
Малопарафинистая	< 1,5%
Среднепарафинистая	1,5-6%
Парафинистая:	
- умеренно парафинистая	6-10 %
- высокопарафинистая	10-20 %
- сверхвысокопарафинистая	Более 20 %

В качестве примера приведены гистограммы распределения нефтей из месторождений мира по содержанию в нефтях парафинов, около 6744 образцов нефтей.

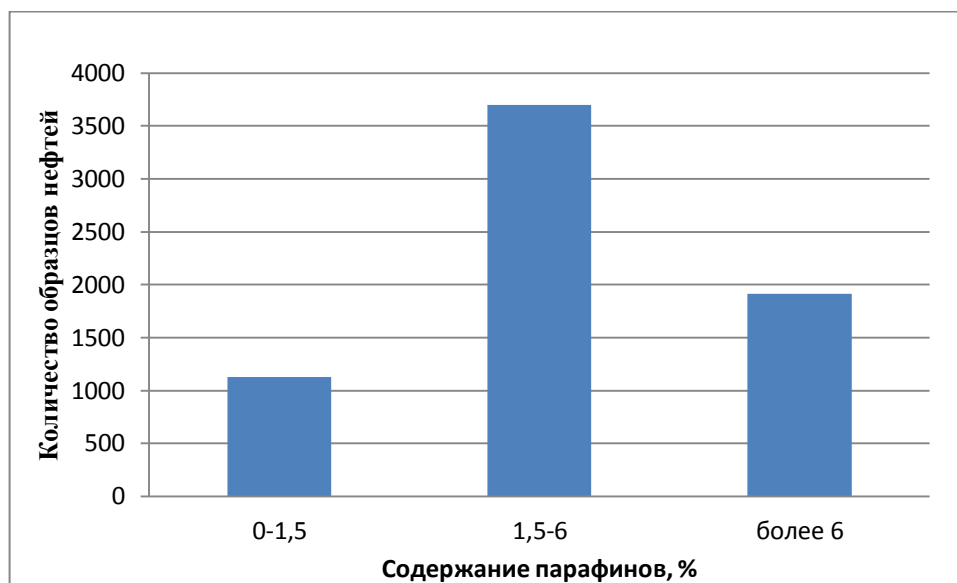


Рисунок 2 - Диаграмма распределение нефтей мира по содержанию парафинов

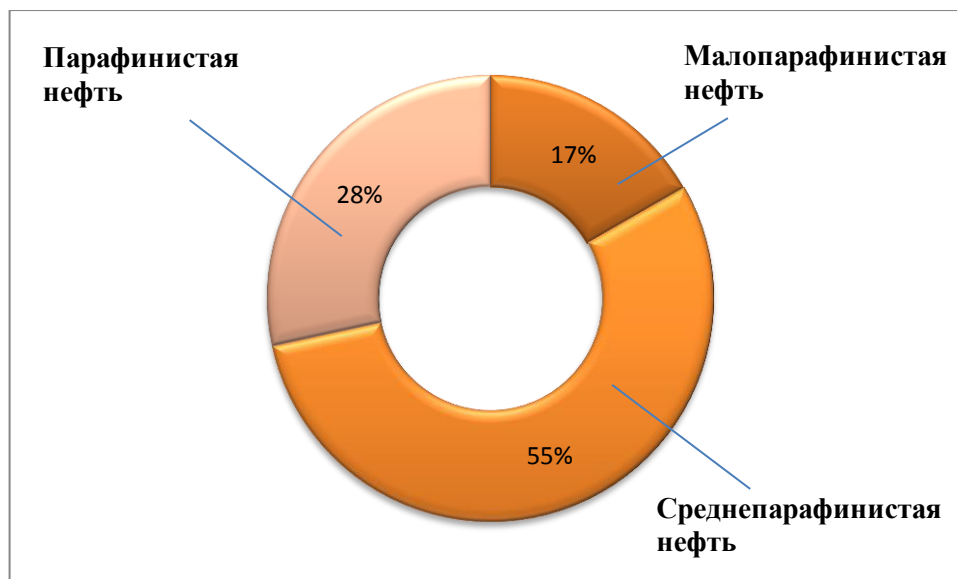


Рисунок 3 - Диаграмма распределение нефтей мира по содержанию парафинов

На рисунке 3 видно, что чуть более половины от всей выборки составляют среднепарафинистые нефти. Малопарафинистые нефти занимают 17%. Распределение количества нефтей в классе парафинистых нефтей по подклассам следующее — умеренно парафинистые нефти (содержание от 6

до 10%) составляют около 51% от всей выборки ПН, высокопарафинистые нефти (от 10 до 20%) — около 31% и сверхвысокопарафинистые — чуть более 18% [1].

1.2 Анализ пространственного распределения нефтей по содержанию парафинов

Основой для проведения исследований парафинистых нефтей послужила информация из БД объемом около 2000 образцов из 669 месторождений на территориях 50 нефтегазоносных бассейнов (НГБ). На (рисунке 4 и таблице 2) изображены бассейны с парафинистыми нефтями, где видно, что 43 НГБ — евразийские, 4 бассейна — в Африке и 3 — в Америке.



Рисунок 4 - Распределение нефтегазоносных бассейнов с парафинистыми нефтями на территории континентов

Как видно из (таблицы 2) (Приложение А) самыми парафинистыми являются нефти бассейна Вунг-Тау (Вьетнам), которые по среднему значению содержания парафинов относятся к классу сверхвысокопарафинистых нефтей (более 20%). Отличаются нефти высоким содержанием парафинов из Реконкаву (Бразилия), Анадырско-Наваринского (Россия) и ТамцакскоХайларского (Монголия-Китай) бассейнов, по средне -

бассейновому значению содержания парафинов нефти этих бассейнов относятся к классу высокопарафинистых нефтей, к этому же классу относятся нефти еще 11 бассейнов. Глубина залегания нефтеносных пластов в основном до 2000 м (кроме нефтей Вунг-Тау — там парафинистые нефти имеют глубину до 5000 м) и возраст отложений приурочен в основном к кайнозойской и мезозойской складчасти. Следует отметить что, у Западно - Сибирских бассейнов средне - бассейновое содержание в нефти парафинов составляет 4,42 %. По (таблице 1) можно сказать что, нефти Западной - Сибири относятся к среднепарафинистым [1].

1.3 Состав и свойства парафиновых отложений

ПО не является простой смесью асфальтенов, смол и парафинов, а представляют собой сложную структурированную систему с ярко выраженным ядром из асфальтенов и сорбционно-сольватным слоем из нефтяных смол (ССЕ). Асфальтосмолистые вещества (АСВ) представляют собой гетероциклические соединения сложного гибридного строения, в состав которых входят азот, сера, кислород и металлы (Fe, Mg, V, Ni, Ca, Ti, Mo, Cu, Cr и др.). До 98 % АСВ составляет ароматические и нафтеновые структуры. Каркас структуры молекул смол и асфальтенов образует углеводородный скелет, составляющий 70-90 % от общего веса молекул. В генетическом связанном ряду углеводороды – смолы - асфальтены наблюдается постепенная тенденция обеднения водородом и обогащения углеродом; возрастает доля ароматических элементов структуры, и повышается степень их конденсированности; снижается доля атомов углерода в периферийной части; повышается удельный вес атомов в центральном ядре молекул – полиядерной структуре с сильным преобладанием ароматических колец. Смолы и асфальтены различаются также по содержанию азота и кислорода. В смолах в основном концентрируется кислород, а в асфальтенах азот. В зависимости от природы

нефти и содержания в ней твердых углеводородов, а также в зависимости от места отбора проб состав отложений включает: парафины – 9...77 %; смолы – 5...30 %; асфальтены – 0,5...70 %; связанную нефть до 60 %; механические примеси – 1...10 %; воду – от долей до нескольких процентов; серу – до 2 %. В зависимости от содержания органических составляющих АСПО предложено подразделять на три класса :

1. асфальтеновый – $P/(A+C) < 1$;

2. парафиновый – $P/(A+C) > 1$;

3. смешанный – $P/(A+C) \sim 1$,

где P , A и C - содержание (% масс.) парафинов, смол и асфальтенов, соответственно.

Обычно под термином «парафины» объединяют всю углеводородную часть отложений. Хотя в данной части и преобладают n - парафины (метановые углеводороды, или алканы с прямой цепью), в меньшем количестве в ней содержатся нафтеновые (циклоалкановые) и ароматические углеводороды с длинными алкильными цепями. Структура парафиновых углеводородов микрокристаллическая, нафтены с длинными алкильными радикалами образуют макрокристаллическую структуру [2].

Смолы, входящие в состав АСПО, представлены, прежде всего, нейтральными смолами, выделенными с помощью силикагеля и хлороформа (четырёххлористым углеродом). Это полужидкие, иногда полутвердые темно-коричневого или черного цвета вещества. Относительная плотность смол от 0,99 до 1,08 г/см³. Молекулярная масса смол может достигать 1200. Они хорошо растворяются во всех нефтепродуктах и органических растворителях, за исключением этилового и метилового спиртов. В среднем смолы содержат до 15-17 % кислорода, серы, азота. С повышением молекулярной массы смол содержание кислорода, серы и азота снижается. Основной структуры молекул смол является плоская конденсированная поликарбоциклическая сетка, состоящая преимущественно из бензольных колец. В этой структурной сетке могут содержаться нафтеновые и

гетероциклические кольца (пяти и шестичленные). Периферийная часть конденсированной системы смол АСПО замещена на углеводородные радикалы (алифатические, циклические и смешанные). Природа и количество этих заместителей сильно зависит от свойств нефти. Заместители могут включать функциональные группы (-ОН, -SH, -NH₂, =СО и др.).

При нагреве до 260-350 °С смолы начинают уплотняться и превращаются в асфальтены. С повышением концентрации в растворе смолы, с одной стороны, замедляют рост кристаллов, а с другой, – способствуют деформации поверхности кристаллов и возникновению на них новых центров кристаллизации. Степень проявления той или иной тенденции определяется природой смол и обуславливает соответствующую форму и размер кристаллов твердых углеводородов. По современным представлениям асфальтены – это полициклические ароматические сильно конденсированные структуры с короткими алифатическими цепями в виде темно-бурых аморфных порошков. Плотность асфальтенов несколько больше единицы. В асфальтенах содержится (% масс.): 80...86 % углерода, 7...9 % водорода, до 9 % серы и кислорода, и до 1,5 % азота. Асфальтены не кристаллизуются и не могут быть разделены на индивидуальные компоненты или узкие фракции. При нагревании выше 300-400 °С они не плавятся, а разлагаются, образуя углерод и летучие продукты. Асфальтены являются наиболее тяжелыми и полярными компонентами нефти. Асфальтены очень склонны к ассоциации, их частицы полидисперсны и поэтому молекулярная масса в зависимости от метода определения может колебаться от 2000 до 4000 а.е.м. Асфальтены рассматриваются как продукты уплотнения смол. Частица асфальтенов представляет собой «мицеллу», ядро которой состоит из высокомолекулярных полициклических конденсированных соединений преимущественно ароматического характера, а адсорбционный слой образуют низкомолекулярные поверхностно-активные соединения, включающий смолы и нафтеновые кислоты, которые вместе с

алифатическими компонентами нефти, образуют сольватную оболочку мицеллы.

1.4 Причины образования парафиновых отложений в скважинах и линейных сооружениях

Необходимыми предпосылками для образования ПО являются:

- Присутствие в добываемой нефти способных к осаждению асфальтеносмолопарафиновых веществ (АСПВ) при реальных условиях в ПЗП, скважине, нефтесборном коллекторе и других местах транспорта и отстоя нефти;
- Падение давления до точки насыщения нефти газом или ниже, инициирующее флокуляцию асфальтенов, потерю легких углеводородных фракций и пересыщенность нефти парафинами с началом их кристаллизации;
- Снижение температуры потока пластовых флюидов до температуры насыщения нефти парафином, которое способствует началу их осаждения и последующему уплотнению на твердой поверхности;
- Безотрывное при данных гидродинамических условиях сцепление ПО с коллекторской или металлической поверхностью [3];

Если говорить простыми словами, то на образование ПО влияют:

1. нарушение гидродинамического равновесия флюида за счет снижения забойного давления;
2. обводненность нефти;
3. интенсивное газовыделение;
4. состав углеводородного флюида в каждой фазе смеси;
5. состояние поверхности труб;
6. скоростной режим течения флюида;
7. уменьшение температуры в пласте и стволе скважине;

Формирование ПО происходит двумя основными путями:

- зарождением и ростом парафиновых или смешанных кристаллов на твердой поверхности,
- зарождением и ростом кристаллов в жидкостном потоке с последующим их закреплением на твердой поверхности.

Исходя из выше сказанного одним из основных факторов, способствующим накоплению ПО, является разность температур нефтяного потока и насыщения нефти парафином, с ростом которой интенсивность отложений увеличивается (рисунок 5).

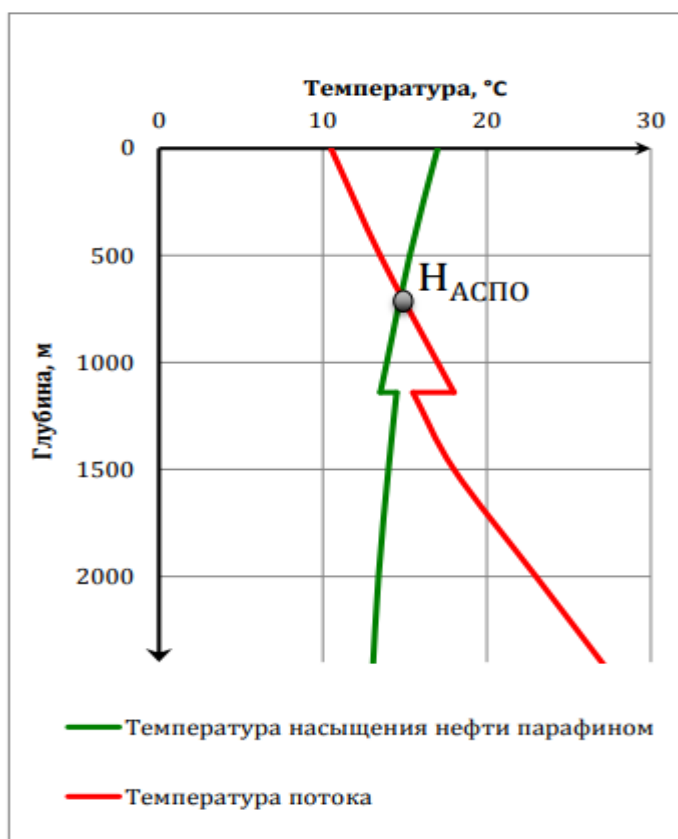


Рисунок 5 – Определение глубины образования ПО в скважине графическим методом

Существует интересная гипотеза парафинизации промышленного оборудования газовыми пузырьками. На ее поверхности расстилается прочная адсорбционная пленка, образованная смолистыми веществами нефти. Более того, эти пузырьки обладают свойством флотации, т.е. она способна удерживать взвешенные частицы, что в дальнейшем соприкасаются со стенкой и откладываются на ней. Вследствие гидрофобности парафина

процесс отложения возрастает. На стенках труб образуются слои кристаллов парафина и пузырьки газа. Чем более газонасыщен этот слой, тем меньшую плотность он имеет. Отсюда следует, что менее плотные слои формируются в верхней части подъемных труб, где пузырьки имеют меньшую силу прилипания к кристаллам парафина.

1.5 Анализ условий образования парафинов

Как показывает практика, с увеличением глубины скважины, уменьшается количество асфальтосмолистых веществ в ПО, а содержание твердых парафинов увеличивается, т.е. чем ближе к устью скважины, тем больше церезинов и выше структурная прочность отложений. Для каждого месторождения, а то и скважины своя глубина залегания парафинов. Но в целом можно сказать, что средняя глубина отложений составляет 50-700 метров. Интенсивное выделение начинает происходить в пределах 100-400 метров, с увеличением глубины уменьшается.

Хотелось бы отметить существенную роль дебитов в скважине. Например, у компании ОАО «Татнефть» на скважине 334, которая находится на последней стадии разработки, были получены данные, в которых можно отметить, что ПО наиболее часто образуется в скважинах, чей дебит составляет меньше 20 т/сут. С увеличением дебита частота отложений снижается. Получается двоякая ситуация, если дебит увеличивается, происходит интенсивное выделение газа из нефти, жидкость охлаждается, тем самым формируются отложения, а с другой стороны, с увеличением дебита возрастает скорость потока – глобулы парафинов не успевают достаточно закрепиться на поверхности оборудования, что в итоге обуславливает срыв отложений.

Можно с уверенностью сказать, что на образование ПО влияет режим течения потока газожидкостной смеси. При ламинарном течении формирование парафинов протекает медленно. Турбулентное течение

вызывает хаотичное, беспорядочное течение флюида, оно вначале дает значительный скачок в выпадении, но потом идет на спад. Как говорилось ранее, при такой высокой скорости кристаллы парафинов 40 находятся во взвешенном состоянии, и они легко выносятся из скважины, плюс ко всему, скорость позволяет уносить с потоком уже образовавшиеся отложения со стенок труб. Заметно это на интервале от 0 до 50 метров от устья скважины.

Анализ промысловых данных показывает, что интенсивное образование ПО имеет место при температуре жидкости ниже температуры насыщения нефти парафином (температура кристаллизации парафина). Поэтому для расчёта глубины образования ПО в скважине необходимо с достаточной для практики точностью определять распределение температуры жидкости в добывающих скважинах и распределение температуры насыщения нефти парафином.

На (рисунке 6) приведена схематическая зависимость температуры насыщения пластовой нефти парафином от давления. Видно, что повышение давления выше давления насыщения приводит к увеличению температуры насыщения нефти парафином. Кроме того, если понижать давление ниже давления насыщения», то вследствие выделения из нефти растворенного в ней газа температура насыщения тоже увеличивается. Поэтому если нефть в пластовых условиях насыщена или близка к насыщению парафином, то с увеличением давления или снижением его, ниже давления насыщения температура насыщения нефти парафином может стать выше температуры пласта, и парафин будет выпадать из нефти. То же самое произойдет при понижении температуры пласта ниже температуры насыщения нефти парафином. Также следует, что при определении температуры насыщения дегазированной нефти следует вводить поправки, учитывающие влияние газосодержания и давления на температуру насыщения, для оценки температуры насыщения пластовой нефти при различных давлениях и газосодержании [4].

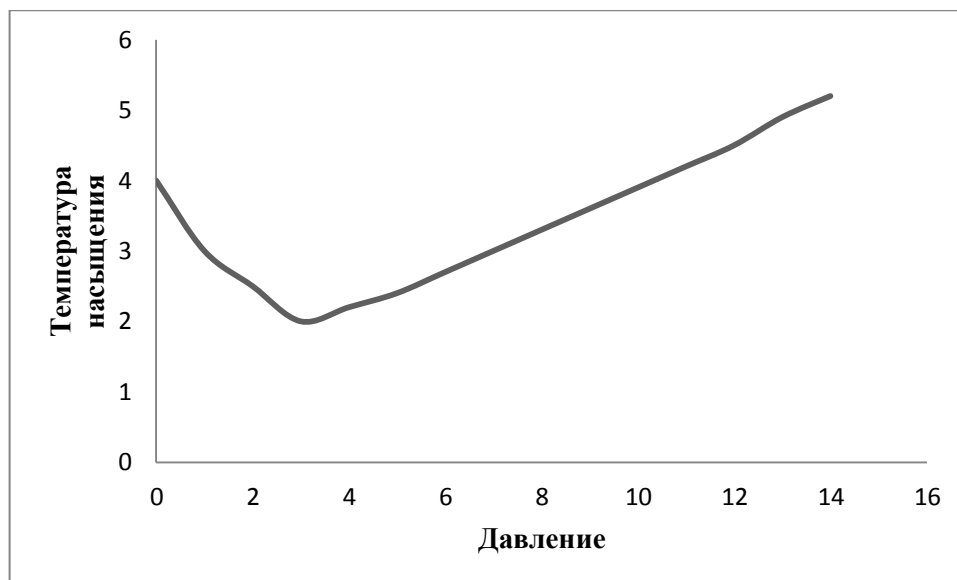


Рисунок 6 - Зависимость температуры насыщения пластовой нефти парафином от давления

1.5.1 Распределение температуры по стволу скважины

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

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

где K – коэффициент теплопередачи от жидкости окружающей среде;

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

D – внутренний диаметр трубы;

$c_{ж}$ – удельная теплоемкость жидкости;

$\rho_{ж}$ – плотность жидкости;

v – средняя скорость течения жидкости;

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

w - геотермический градиент;

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

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

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

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

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

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

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

поэтому:

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

1.5.2 Определение коэффициента теплопередачи

Коэффициент теплопередачи можно представить в виде

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

где α – коэффициент теплоотдачи от жидкости внутренней стенке трубы;

R – термическое сопротивление стенок труб, затрубных пространств и около скважинной среды (рисунок 7).

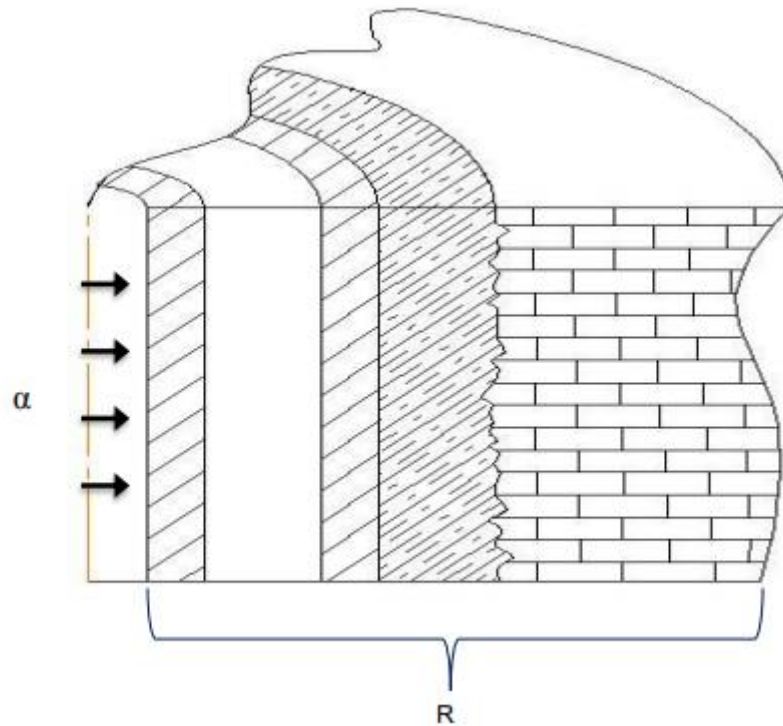


Рисунок 7 - Схема теплопередачи от жидкости стенке скважины

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

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

для ламинарного потока

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

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

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

λ_f – коэффициент теплопроводности материала трубы;

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

Термическое сопротивление R состоит из сопротивлений тела НКТ, среды, заполняющей затрубное пространство, тела трубы эксплуатационной колонны, цементного камня и горных пород, окружающих скважину. Аналитическое определение R затруднено (недостаток информации о тепловых свойствах пород, окружающих скважину, цементный камень не

постоянен по толщине, НКТ не строго центрированы в эксплуатационной колонне и др.).

Для оценки термического сопротивления R воспользуемся имеющимися фактическими термограммами, снятыми при подземном ремонте скважин. После извлечения из скважины подземного оборудования и выдерживания в течение 24 часов проводят комплекс геофизических исследований, который включает измерение температуры жидкости по всей глубине скважины (термограмма). При решении обратной задачи с помощью формул (2), (3) и фактической термограммы определяется термическое сопротивление R .

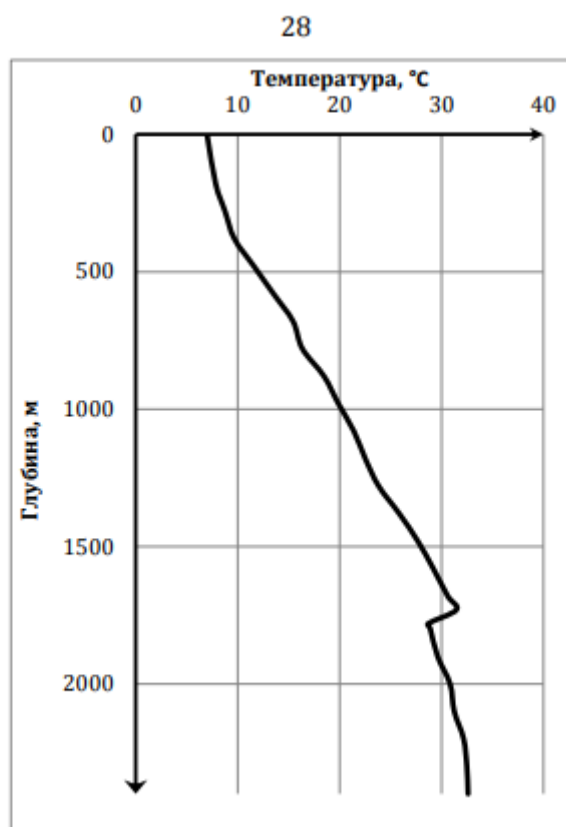


Рисунок 8 - Пример фактической скважинной термограммы

Принимая, что для одного объекта разработки полное термическое сопротивление одинаково для всех исследованных скважин ввиду схожего строения, полученные значения R можно использовать при построении расчётных термограмм для других скважин этого объекта.

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

- 1 – от забоя скважины до насоса (башмака НКТ),
- 2 – от насоса до динамического уровня,
- 3 – от динамического уровня до устья (рисунок 9).

Термические сопротивления отдельных интервалов для исследованных 10 скважин Сибирского месторождения определены по фактическим термограммам путём осреднения данных получены следующие значения R по интервалам [7]:

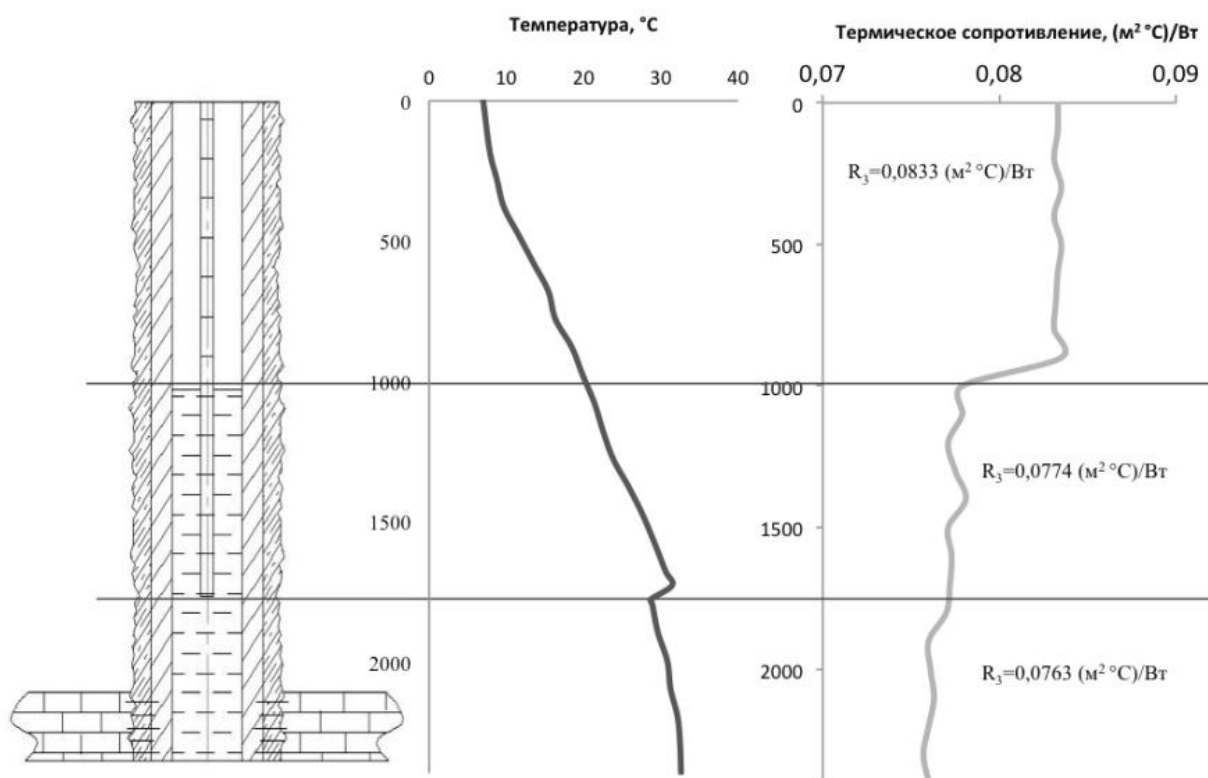


Рисунок 9 – Выделение интервалов скважины при определении термического сопротивления R

2. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПО БОРЬБЕ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В ОТЕЧЕСТВЕННОЙ И ЗАРУБЕЖНОЙ НЕФТЕДОБЫЧИ

Известны различные способы и разработанные технологии предупреждения образования ПО и их удаления с поверхности подземного оборудования. Эти технологии не носят универсальный характер и поэтому не могут применяться в каждом регионе по технико-экономическим соображениям.

Существует два вида борьбы с ПО, один из которых направлен на их удаление, а другой – на предупреждение.

Удаление ПО может происходить с помощью механических, тепловых, химических и микробиологических методов. К механическим методам относится использование скребков различных модификаций, такие методы удаления ПО могут негативно отражаться на полимерном покрытии труб различного назначения.

Тепловые методы также не отличаются большим разнообразием. Как правило, это нагрев паром, горячей нефтью или водой. В некоторых случаях в скважины может происходить закачка растворителей с самым разнообразным химическим составом с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ) и без, но это уже все относится к химическим методам. Тепловой метод часто бывает экономически нецелесообразен.

К химическим методам относится использование ингибиторов, модификаторов, депрессаторов и диспергаторов.

- Модификатор с помощью разных приспособлений может добавляться в пластовую жидкость с целью изменения её свойств в самых разных направлениях;
- Депрессатор обеспечивает снижение вязкости нефти;
- Диспергатор исключает возможность прикрепиться тяжелым углеводородам к стенкам погружного оборудования.

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

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

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

Технология ТХО реализуется следующим образом. В затрубное пространство закачивается расчётное количество нагретого до 60 °С концентрата ГФ-1, с расходом 2-3 кг на 1 м³ воды, с целью удаления пластовой воды и прогрева подземного промыслового оборудования (ППО). Далее выполняется отмыв ППО от отложений 1,5-2% раствором реагента ТМСП-3. В скважину также через затрубное пространство закачивают указанный раствор в горячем состоянии (60 °С). На завершающем этапе удаляют продукты реакции из скважины и одновременно осуществляется процедура ингибирования поверхности промыслового оборудования путем закачки нагретого до 60 °С раствора реагента ПОЛИПАВ-81, из расчета на 1 м³ воды 5 кг реагента.

2.1 Описание современных технологий борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири

Борьба с парафиновыми отложениями имеет два направления, каждому из них соответствуют определенные виды работ.

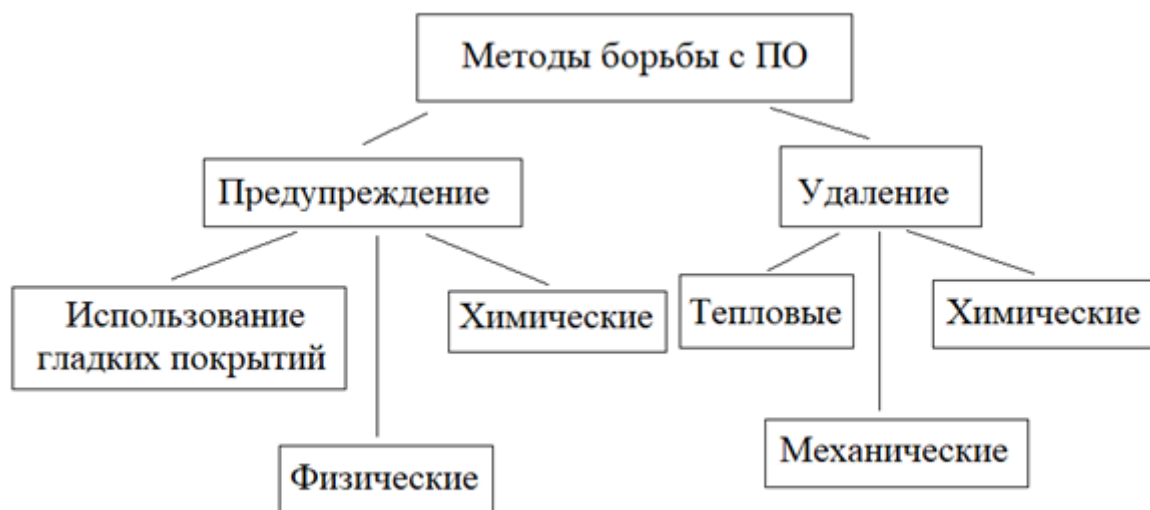


Рисунок 10 – Классификация методов борьбы с парафиновыми отложениями

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

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

Второе направление – это удаление отложений. Здесь можно рассматривать:

- тепловые методы (реагенты, приводящие к экзотермическим реакциям, индукционный нагрев, электропечи, острый пар, промывание горячей водой или нефтью для передачи тепла);

- механические методы (скребки - центраторы, а также обычные скребки);
- химические методы (удалители и растворители).

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

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

2.2 Предупреждение образования парафиновых отложений

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

2.2.1 Технологический метод

Трубный сортамент

Использование защитных покрытий нашло своё применение на многих месторождениях, и этот метод предупреждения действительно является рентабельным. Данную технологию начинают целесообразно использовать на проектной стадии разработки. Многие исследователи занимались

изучением внутренней поверхности трубопроводов и сделали вывод, что при гладких поверхностях ПО не накапливаются, так как легко смывается газожидкостным потоком.

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



Рисунок 11 – Трубопроводы со стеклоэмалью

При перевозках, спускоподъемных операциях и в скважинах НКТ подвергаются значительным ударным, растягивающим, сжимающим, изгибающим и другим нагрузкам. Стеклоэмальное покрытие ввиду его хрупкости,

значительной толщины и отсутствия сцепления с металлом трубы не надежно и разрушается в процессе спускоподъемных операций. Выше описанным условиям работы наиболее соответствуют трубы с эпоксидными и эмалевыми покрытиями. Однако недостаточная терма и морозостойкость эпоксидных смол явилась сдерживающим фактором их широкого применения. С этих позиций лучшими могут считаться НКТ, футерованные стеклоэмалью. Прочность и адгезия эмали высоки. Сколы в процессе спускоподъемных операций и транспортировки не наблюдаются. Однако высокие затраты на производство таких труб привели к ограничению их распространения и применения [9].

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



Рисунок 12 – Теплоизоляция трубопроводов

2.2.2 Физический метод

Этот метод основан на глубоком понимании структуры, свойств, механизмов образования парафинов. На процесс выпадения влияют,

множество физических полей: тепловые, магнитные, акустические, электромагнитные, электрические. Однако, наличие физических полей оказывает и обратное влияние на процесс ПО. Магнитные и электрические поля разнообразно влияют на адсорбцию парафина. Так, например, при положительном заряде электрического заряда снижается количество парафина, а при отрицательном наоборот. А вот магнитное поле всегда снижает количество парафина.

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

Механизм действия магнитного поля на парафины заключается в изменении структуры кристаллов, делая их не способными на образование прочной корки на поверхности металла, потому что сцепляемость уменьшается, структура парафина становится мягкой и рыхлой, тем самым ПО выносятся газонефтяным потоком.

Существует интересная особенность воздействия магнитного поля на парафиновые отложения. С увеличением воды в нефти и содержанием хлористых солей увеличивается эффект омагничивания. Флюид содержит в своем составе примеси железа 10-100 г/т. Эти примеси конструированы в форме агрегатов ферромагнитных микрокристаллов. Когда нефтяной поток проходит через магнитное поле происходит разрушение этих микрокристаллов на очень маленькие частицы длиной 0,3-0,5 мкм, диаметром 0,03-0,07 мкм и массой 10^{-14} г. Это значит, что с помощью магнитных устройств, кристаллы осаждаются в виде тонкодисперсной, объемной взвеси – увеличение числа центров кристаллизации (мицеллообразование) парафинов. Плюс ко всему, магнитная обработка влияет на температуру застывания парафинов, она незначительно увеличивает ее на 4-6 °С [10].

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

Одним из предприятий по изготовлению и внедрению магнитных устройств в лифтовых колоннах скважин и нефтепроводах занимается ЗАО «Геопромышленные новации». Используются магнитные камеры МК-200П-40; МК-150П-40; МК-100 П-40; МК-100С-40; и активаторы магнитные АМС-73, АМС-60 различных модификаций. Корпус магнитного активатора выполнен из насосно-компрессорной трубы, длиной 630 мм с резьбами на концах, со встроенной в него магнитной системой из кольцевых постоянных магнитов на основе редкоземельных металлов с высокими значениями напряженности.

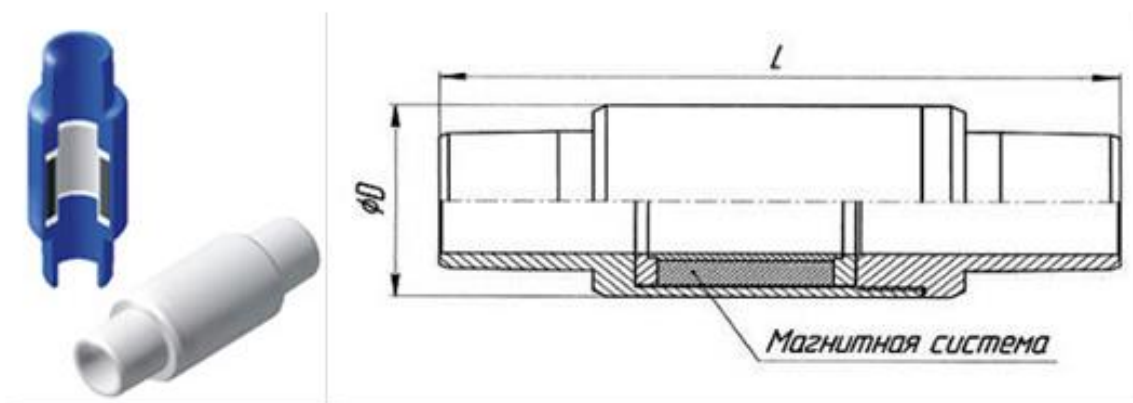


Рисунок 13 - Магнитный активатор АМС-73М

Установки магнитного активатора АМС при эксплуатации скважины насосом типа ЭЦН рекомендуется устанавливать через 1-2 НКТ от насоса, еще через 1 НКТ – обратный клапан, еще через 1 НКТ – сливной клапан.

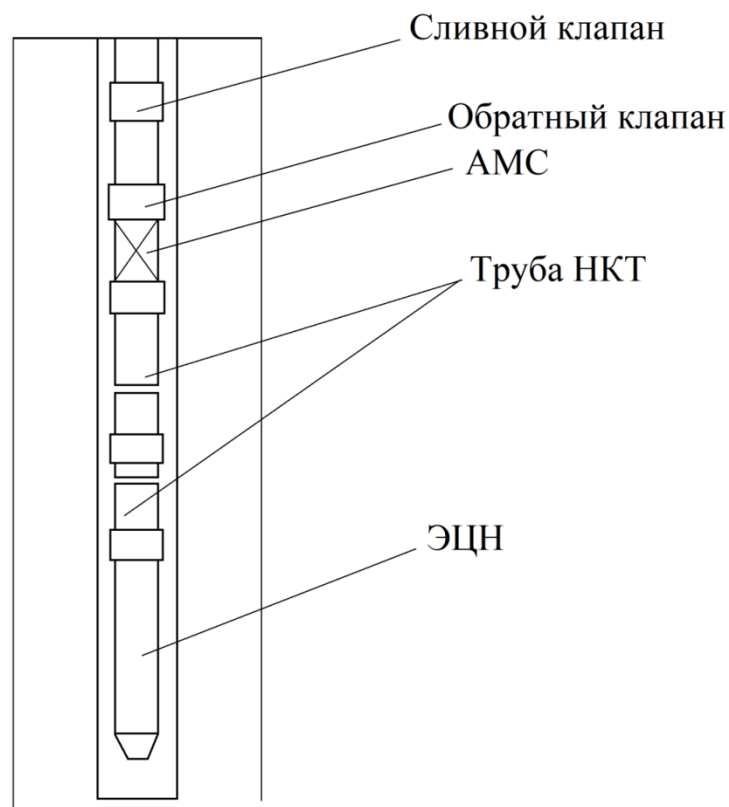


Рисунок 14 - Схема установки магнитного активатора в компоновке УЭЦН

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



Рисунок 15 - Магнитные камеры на устье и на входе в АГЗУ

Таким образом, результаты применения этой технологии подтвердили положительную действенность, высокоэффективность борьбы с ПО, так что

можно спокойно оснащать приборы на выкидных линиях и в скважинах [11].

2.2.3 Химический метод

Химический метод является одним из самых выгодных и перспективных методов борьбы с парафинизацией трубопроводов и скважин, у этого метода высокая эффективность, проведение работ не имеет сложной технологии, эффект от проведения работ имеет длительный характер [10].

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

В наше время ингибиторы отложений делят на группы по ожидаемому механизму действия.

Ингибиторы смачивающего действия содержат поверхностно - активные вещества адгезионного характера: полиакриламид, силикаты, высокомолекулярные амфолиты, водорастворимые высокомолекулярные органические амины, фосфаты, сульфаты и т.д. К реагентам таких ингибиторов относятся: СПА, Е 2846, Но1 Е 2846, РБИ-1, РБИ-2, ИКБ-2 и др. Что касается механизма действия ингибитора, то он, как мы говорили, носит адгезионный характер. Он смачивает внутреннюю поверхность оборудования, делая ее гидрофильной, образуется полярный слой, который приводит к уменьшению отложений.

Применять ингибиторы рекомендуется в растворах керосина, дизельного топлива 60-80%. Закачка в скважину должна производиться в течении длительного времени, чтобы успела образоваться гидрофильная

пленка, но перед этим необходимо остановить скважину, очистить стенки труб от парафиновых отложений [12].

Депрессаторы – широко-применяемый традиционный метод замедления образования парафиновых отложений. Это поверхностно - активные вещества (полиолефины, сложные эфиры, высокомолекулярные кетоны, спирты, соли металлов, силикатносульфанолевые растворы) с высокомолекулярной массой 5000-6000. Принцип действия основан на смешении нефти с депрессаторами (депрессорами), которые не уменьшают содержание твердых компонентов нефти, а изменяют их поверхностные свойства, замедляется процесс кристаллизации твердых фаз, уменьшается прочность и температуру застывания парафинов. Молекулы депрессоров адсорбируются на поверхностях кристаллов парафинов, тем самым осложняют их агрегацию, т.е. они мешают формировать прочную кристаллическую решетку. Наиболее популярными и эффективными депрессорами являются Visco-5351, ТюмНИИ-77М, ИПХ-9, Дорад-1А, Азолят-7 [12].

Вещества, образующие тонкодисперсную систему называют диспергаторами. При создании такой системы, потоку нефти легче уносить кристаллы парафинов со стенок труб. Они повышают теплопроводность нефти и, следовательно, замедляют процесс кристаллизации парафина. Это химические реагенты, в состав которых входят соли металлов, силикатносульфанолевые растворы, сульфатированные щелочные линии. Применение реагентов используют совместно для борьбы с нефтяными эмульсиями, коррозией и солеотложениями промышленного оборудования [12].

Весьма большой набор химических соединений разной химической природы имеет ингибирующие свойства. Но, несмотря на все это большое разнообразие можно выделить три общих признака:

1. все ингибиторы (и присадки не полимерного типа в том числе) обладают большой молекулярной массой (от 500 до 10000), это в

- несколько раз больше, чем масса самых тяжелых n-алканов и нефтей, которые обуславливают низкотемпературные свойства;
2. сочетание полиметиленовых цепей с полярными группами – так можно описать макромолекулу присадок;
 3. полидисперсность по молекулярной массе и составу всех веществ, даже не полимерного типа. То есть присадки не индивидуальное вещество, а смесь молекул разного состава и массы [13].

В настоящее время в нефтедобывающей отрасли становится популярной идея о создании присадки комплексного действия, что можно достигнуть за счет образования композиций присадок, имеющих разные сферы действия. Так, при использовании реагентов для борьбы с ПО очень часто совмещают с процессами разрушений устойчивых нефтяных эмульсий, защитой от коррозии оборудования нефтепромыслов, защитой от солеотложений, а также формируют оптимальные структуры потока.

Растворители и удалители парафиновых отложений

Прогнозируемых рекомендаций для применения отдельных составов для удалений тех или иных типов ПО и универсальных удалителей нет, несмотря на большое количество публикаций в России и за рубежом по химическим методам удаления парафина с нефтепромыслового оборудования и ПЗС (призабойной зоны скважины). Это можно объяснить тем, что состав ПО по месторождениям очень различен, также эти отложения изменяются как во время движения нефти, так и в разработке месторождения, еще сказывается отсутствие каких-либо теоретических разработок о взаимодействии твердых УВ и реагентов [14].

Как правило, в настоящее время на промыслах поиск удалителей и растворителей отложений проводят опытным путем. Составы, которые предлагают эксперты, можно подобрать лишь учитывая наличие сырья в районе добычи нефти, причем выделяют общий эффект от реакции отложения, не рассматривая механизм действия. Неудивительно, что эти

составы успешно делают свою работу на отдельных месторождениях и только на отдельных технологических участках.

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

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

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

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

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

- 1) выполнение расстановки спецтехники, согласно технике безопасности;
- 2) произвести замеры необходимых параметров перед началом обработки скважины (дебит жидкости, рабочие давления, токи, динамический уровень), составить акт по результатам замеров;
- 3) произвести монтаж нагнетательной линии к затрубной задвижке скважины (при необходимости циркуляционной обработки: от буферной задвижки к мернику агрегата ЦА-320);
- 4) опрессовать линию на 1,5 кратное ожидаемое рабочее давление;
- 5) открыть затрубную задвижку, закачать в затрубное пространство скважины при помощи ЦА-320 расчетный объем реагента. Закачку производить на минимальной скорости агрегата, не допускать роста давления в затрубном пространстве более давления опрессовки;
- 6) при необходимости циркуляционной обработки после окончания закачивания реагента в затрубное пространство скважины открыть буферную задвижку. Произвести прокачку скважинной жидкости из НКТ через мерник агрегата в затрубное пространство скважины в течение 0,5-1 часа;
- 7) после окончания работ убрать рабочее место, утилизировать остатки хим. реагентов, установить штуцер, обратный клапан, запустить скважину в работу;
- 8) произвести замеры необходимых параметров после обработки скважины (Дебит жидкости, рабочие давления, токи, динамический уровень);
- 9) составить акт о выполненных работах.

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

Период и объем закачки определяется технологическими условиями.

Реагент при помощи дозирующего насоса через распределительную головку подается в затрубное пространство скважины. Обвязка дозирующего устройства для подачи реагента в затрубное пространство скважины представлена на (рисунке 16).

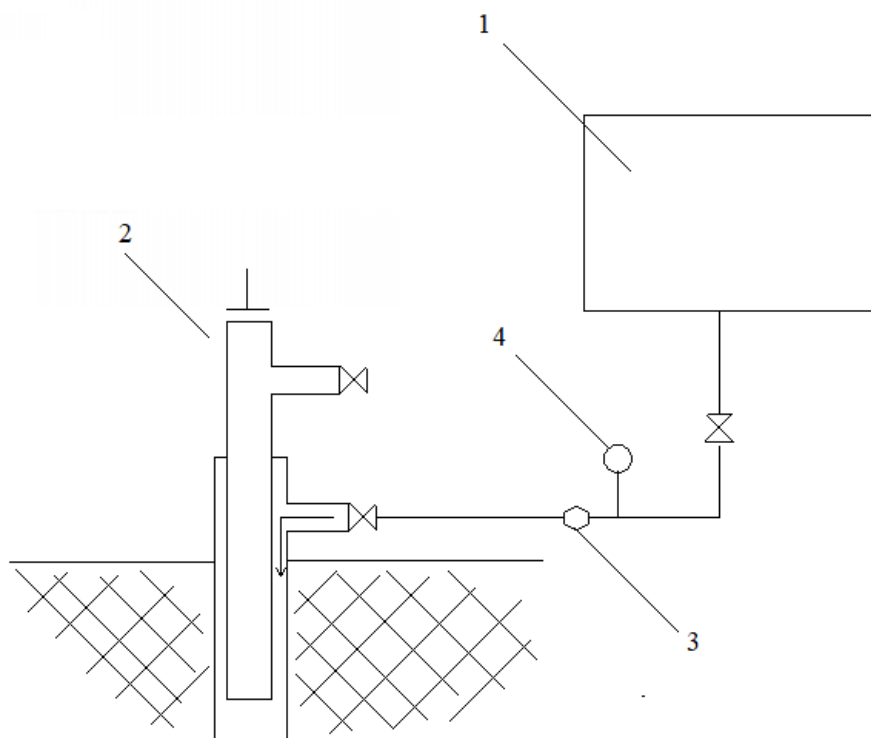


Рисунок 16 – Обвязка дозирующего устройства для подачи реагента в затрубное пространство скважины; 1- установка дозирования реагента, 2 – фонтанная арматура, 3 – обратный клапан, 4 - манометр

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

Подача ингибитора с помощью специального погружного кабельного устройства

Специалистами была разработана техническая документация на применение технологии по предупреждению осложнений в скважинном оборудовании с дозированием химических реагентов в заданную точку скважины по капиллярному каналу при эксплуатации скважины с поверхностным штанговым приводом, а также с погружным

электродвигателем. Обеспечивается доставка химического реагента в требуемую точку ввода (в призабойную зону, на прием погружного насоса или в интервал образования отложений) с наиболее эффективной дозировкой. При этом реагент не расходуется на насыщение столба нефти в затрубном пространстве скважины, адсорбцию его на внутренней поверхности обсадной колонны и наружной поверхности НКТ. Обеспечивается наиболее экономичный расход реагента непосредственно на конкретные технологические цели (деэмульсацию, депарафинизацию, предупреждение или удаление солей и др.) и наибольшая эффективность его применения. Схема дозирования химического реагента в скважину с применением СПКУ приведена на (рисунке 17) [15].

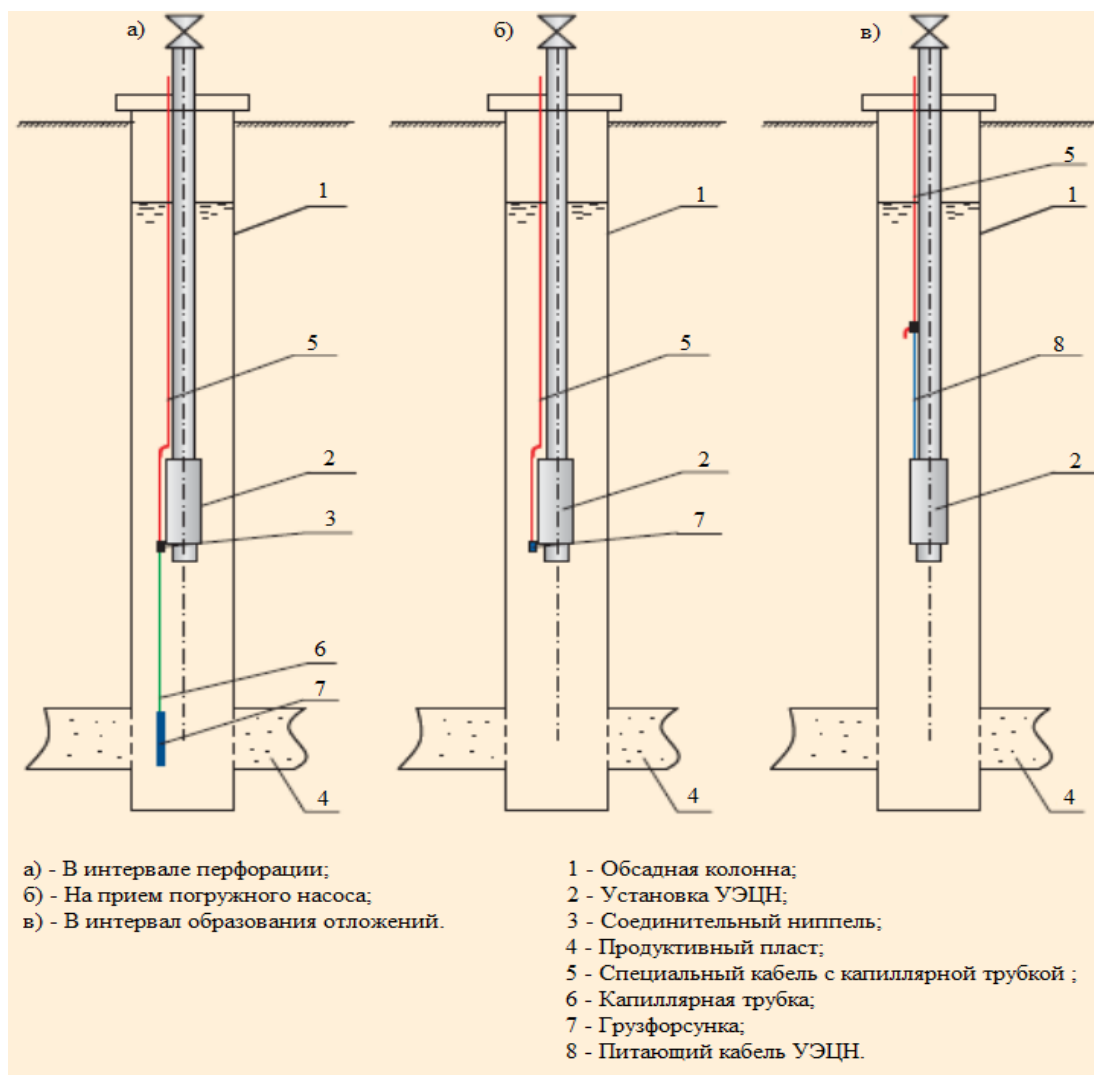


Рисунок 17 – Схема дозирования химического реагента в скважину с применением СПКУ

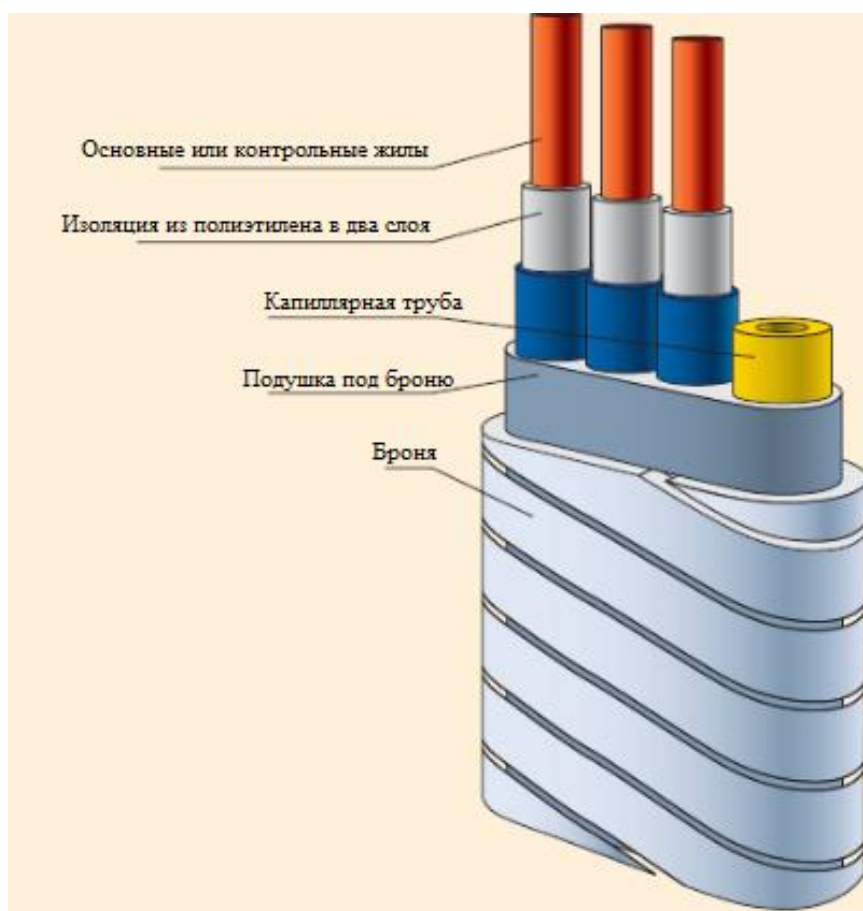


Рисунок 18 – Конструкция специального погружного кабельного устройства

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

Важно, что подача реагента с помощью СПКУ позволяет использовать различные реагенты на разной глубине для борьбы со всеми видами осложнений. В среднем внедрение технологии СПКУ позволило увеличить МРП работы скважин более чем в 2 раза [15].

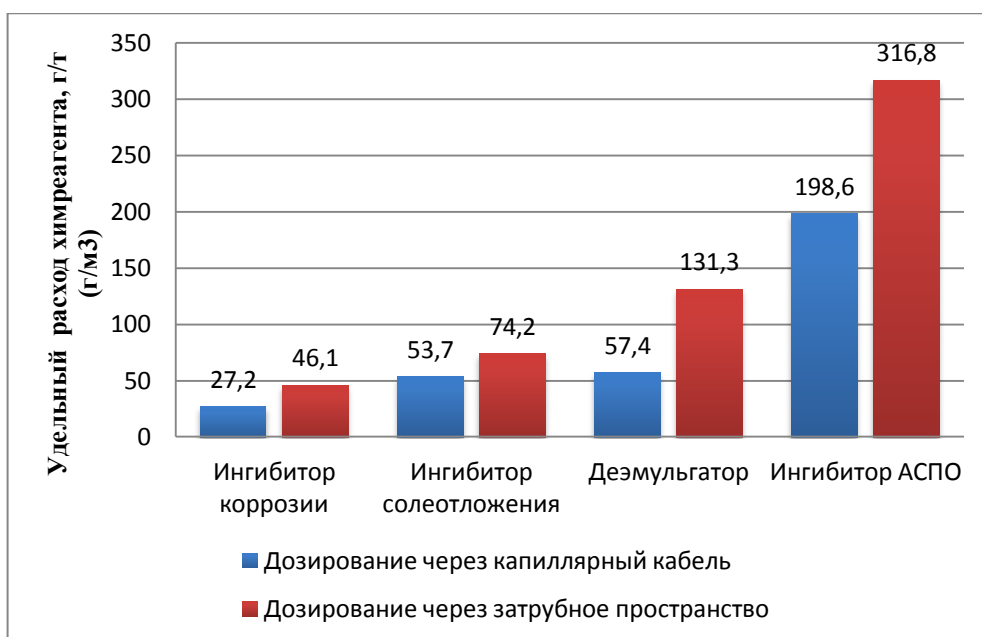


Рисунок 19 – Удельные расходы химических реагентов до и после внедрения технологии дозирования химических реагентов посредством капиллярного устройства

2.3 Методы удаления парафиновых отложений

Методы удаления предполагают очистку уже образовавшихся ПО на насосно-компрессорных трубах. Для этой цели разработана целая гамма различных технологических способов по ее ликвидации. Чтобы подобрать эффективный способ борьбы, следует подробно изучить состав, структуру, свойства отложений, при этом не должны забывать о технологической и экономической выгоде. В настоящее время различают следующие методы: тепловые, химические, механические, биологические.

2.3.1 Тепловой метод удаления

Метод относится к физическому методу. Однако традиционно его выделяют в самостоятельную группу – тепловой (термический) метод. Он основан на способности парафина плавиться при температуре выше 50°C. Удаление ПО из труб в процессе проведения тепловой обработки осуществляется за счет снижения сил сцепления отложений на поверхности

контакта с металлической трубой, отделения массы ПО и последующий вынос её с потоком прокачиваемой горячей жидкости, плюс ко всему, происходит расплавление и последующее растворения массы ПО в потоке горячей нефти при повышении температуры. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла, который можно помещать непосредственно в зону отложений или на устье скважины, где он будет вырабатывать теплосодержащий агент.

В настоящее время используют технологии с применением:

- горячей нефти, пара или воды в качестве теплоносителя;
- электропечей наземного и скважинного оборудования;
- индукционных электродепарафинизаторов;
- реагентов, при взаимодействии которых протекают экзотермические реакции;
- применение кабельных систем электропрогрева.

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

Преимущества технологии:

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

Недостатки технологии:

- зависимость качества обработки от температуры нефти;
- достаточные расходы на проведение обработок;
- пожароопасность [16].

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

Обвязка наземного оборудования производится по следующей схеме, представленной на (рисунках 20 и 21).

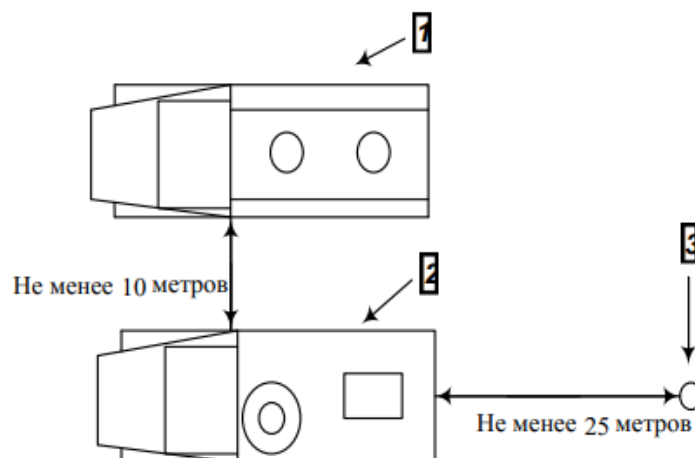


Рисунок 20 – Схема обвязки наземного оборудования (1 – автоцистерна, 2 – агрегат типа АДПМ, 3 – устье скважины)

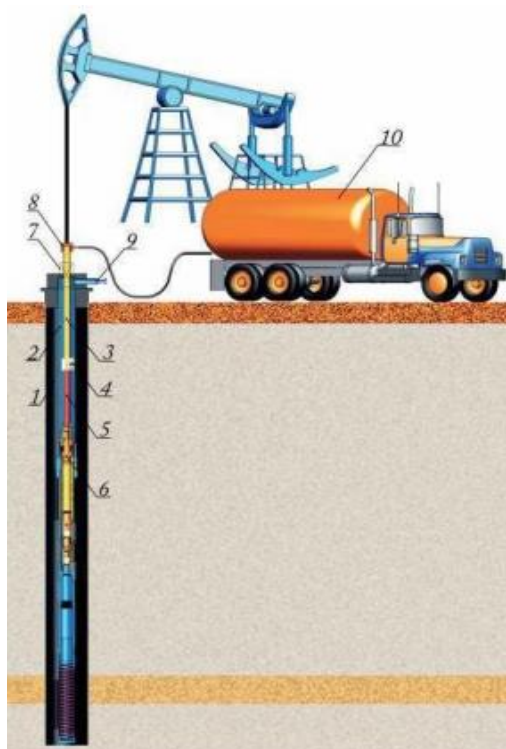


Рисунок 21 – Схема установки для тепловой обработки скважины горячим теплоносителем: 1–эксплуатационная колонна; 2–колонна НКТ; 3–колонна полых штанг; 4–перепускная муфта; 5 - колонна штанг; 6 – насос; 7 – устьевой сальник; 8– обратный клапан; 9–выкид в систему сбора продукции; 10–АДПМ

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

Одним из видов тепловой обработки скважин является использование электрических нагревательных кабельных линий. Принцип их действия относительно прост: к кустам подводится высоковольтная линия, к которой через понижающий трансформатор, подключается кабель с реактивным сопротивлением. Этот кабель спускается в скважину и за счет преобразования электрической энергии в тепловую, поддерживает температуру насосно-компрессорной трубы на уровне 80°C, для предотвращения отложений ПО.

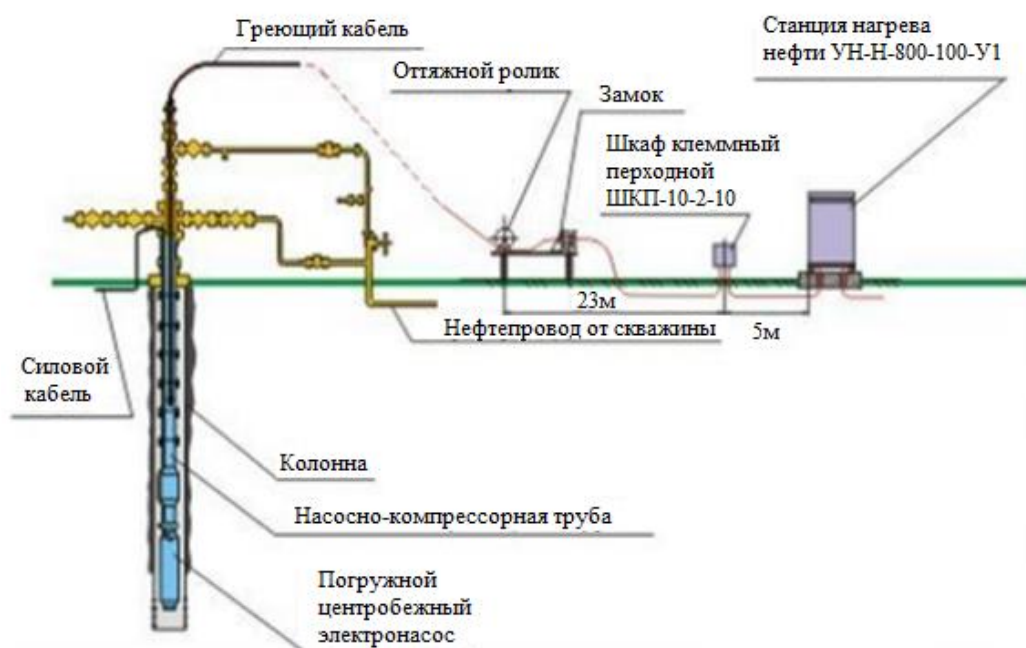


Рисунок 22 – Установка для спуска нагревательного кабеля и депарафинизации

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

Тепловым методом обработки является и закачка водяного пара, вместо воды под высоким давлением через систему ППД (рисунок 23). Благодаря повышенной температуре (около 300°C) пар разогревает нефть и обеспечивает приток в призабойную зону подогретой нефти, благодаря этому уровень различных отложений, в том числе и ПО, значительно снижается.

Однако данный способ чрезвычайно энергозатратен и поэтому может быть реализован лишь в отдельных случаях [9].

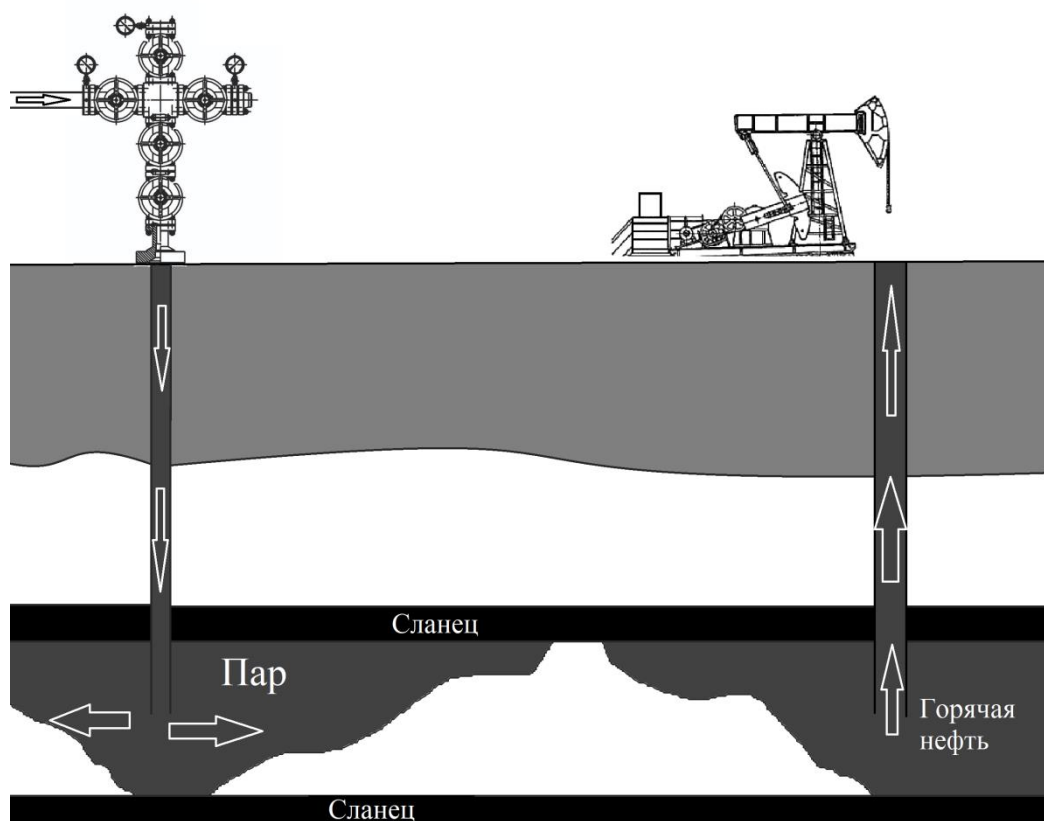


Рисунок 23 – Схема вытеснения и прогрева нефти водяным паром

Наиболее современным способом тепловой обработки скважин и трубопроводов является их прогрев СВЧ излучением. Такие методики относительно недавно применяются и демонстрируют хорошую эффективность. При этом, они сохраняют многие недостатки, характерные для большинства методов тепловой обработки: требуется остановка оборудования, высоки энергозатраты и капитальные затраты на приобретение оборудования [9].

2.3.2 Механический способ удаления

Избавиться от образовавшихся отложений можно механическим методом. Данный способ удаления основан на механическом соскабливании со стенок труб ПО различными скребками и выносе его потоком поднимаемого флюида.



Рисунок 24 – Лебедка Сулейманова

В зависимости от конструкции скребков они срезают парафиновую массу или при движении вверх, или при движении вниз и вверх, или при движении вверх и при повороте вокруг оси трубы. Различают скребки непрерывного и периодического действия в зависимости от того, как

запроектирован процесс депарафинизации подъемных труб (непрерывный или периодический) [12].



Рисунок 25 - Скребок лезвийный СЛ-01

Современные конструкции скребков достаточно эффективны для удаления ПО, однако, их применение чаще всего, требует остановки технологического оборудования. Кроме этого, применение данных устройств невозможно на скважинах, оборудованных штанго - глубинными насосами (ШГН), а в трубопроводах, возможно только на отдельных прямых участках, оборудованных загрузочными и разгрузочными камерами, байпасными линиями и постоянным диаметром трубы. Применение же их в другом технологическом оборудовании невозможно. Очевидно, что использование скребков - наименее затратный способ очистки скважин и трубопроводов, но область применения его достаточно ограничена, кроме этого, частая остановка технологического оборудования для ремонта (очистки), также снижает рентабельность нефтедобычи.

Очистка труб и технологического оборудования вручную тоже является одним из разновидностей методов механической очистки, но в современных условиях, чаще всего, он применяется при ремонте сложного

технологического оборудования (сепараторы, отстойники, электродегидраторы, резервуары).

2.3.3 Биологический метод удаления

Современная экологически чистая технология основана на использовании микробной ассоциации углеводородо - окисляющих бактерий (как аэробные, так и анаэробные), активно трансформирующей ПО, отлагающегося внутри насосно-компрессорных труб (НКТ) и призабойной зоне пласта. Способ заключается в подаче в скважину или призабойную зону пласта биоценоза углеводород окисляющих бактерий в стимулирующей их рост среде. Предусмотрена выдержка данного раствора в месте обработки в течение 5-7 суток. Способ применяется и для высокотемпературных скважин, оборудованных скважинным насосом, но в этом случае осуществляется предварительное замещение скважинной жидкости на поверхностно-активную жидкость до уровня приема насоса с последующим ее кругооборотом в системе «скважина – наземное оборудование» до установления оптимальной для жизнедеятельности углеводородо - окисляющих микроорганизмов температуры [16].

В результате обработки в короткий срок бактерии вырабатывают биоПАВы, что способствует интенсивному отмыву от ПО рабочих поверхностей оборудования. Реализация технологии не требует специальных подготовительных работ. Цикл обработки занимает примерно неделю и включает в закачку биомассы микроорганизмов и биогенов в циркуляцию.

В результате жизнедеятельности анаэробные бактерии переводят длинноцепочечные молекулы твердых парафинов в жидкое состояние. Микроорганизмы при окислении углеводородов используют углерод как источник питания и как энергетический материал. В результате жизнедеятельности микроорганизмов образуются органическая и жирные кислоты (монокарбоновая, уксусная, муравьиная и др.). Жирные кислоты

обладают поверхностно-активными свойствами и способствуют отмыванию ПО со стенок НКТ. Промежуточными продуктами окисления углеводорода являются альдегиды, спирты, перекисные соединения. Такие продукты жизнедеятельности как биоПАВ, биополимеры, а также слизистые капсулы, которые обволакивают микробы, способствуют замедлению отложения кристаллов ПО на стенках НКТ.

Таким образом, в результате жизнедеятельности углеводородо - окисляющих микроорганизмов образуются вещества, обладающие комплексными разрушающими, отмывающими, ингибирующими ПО свойствами. Технологический эффект при использовании данной технологии проявляется в виде увеличения межочистного периода и облегчении проведения ремонта скважин. В среднем после обработки скважина не нуждается в дополнительных промывках шесть месяцев, но в зависимости от условий частота обработок может изменяться от четырех до двенадцати месяцев [17].

2.4 Технические усовершенствование технологий при борьбе с парафинообразованием в скважинах и линейных сооружениях

2.4.1 Внедрение цифровых и технологических решений в процессе добычи нефти в условиях осложненных парафинообразованием

Специалистами была создана термоэлектрическая установка Warm Stream-1VP, предназначена для термического воздействия на флюид с целью снижения его вязкости, предупреждения ПО и гидратообразований по стволу нефтедобывающих скважин, а также замерзания воды в артезианских и нагнетательных скважинах.

Данная установка делится на 3 типа:

- Warm Stream-1VP индукционного типа;
- Warm Stream-1VP с размещением кабеля снаружи трубы НКТ;
- Warm Stream-1VP с размещением кабеля внутри трубы НКТ.

Термоэлектрическая установка Warm Stream-1VP индукционного типа

Изобретение относится к области электротермии и используется для поддержания температуры потока жидкости в трубопроводах, а также для защиты от замораживания транспортируемой жидкости в трубопроводах и разогрева потока до необходимой заданной температуры [18].

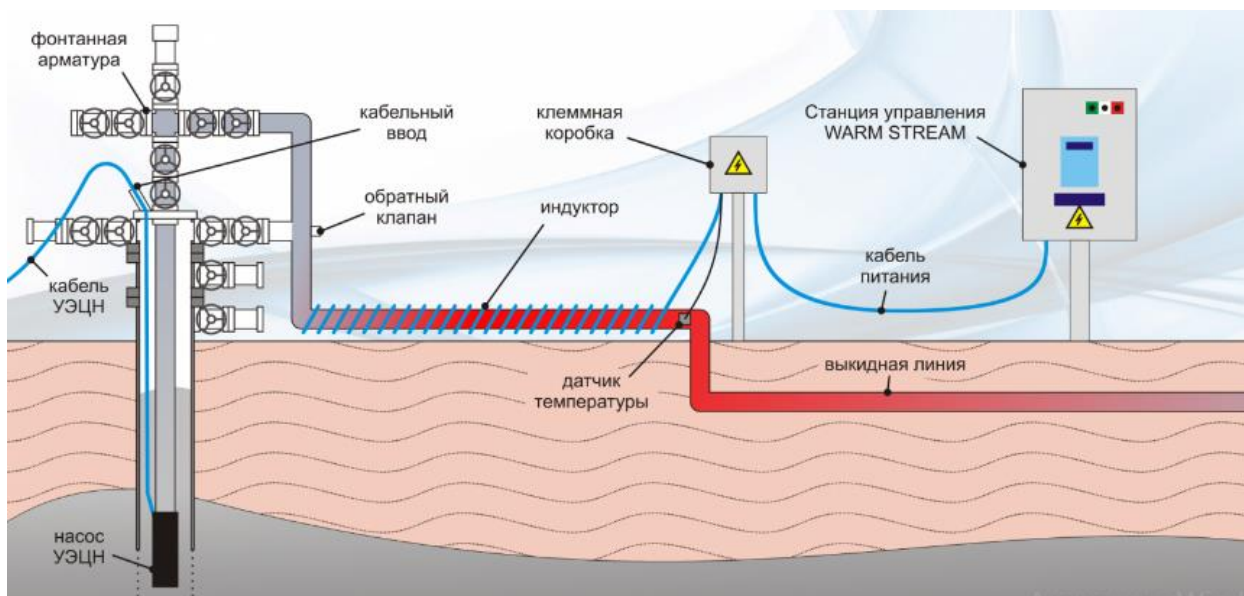


Рисунок 26 -Термоэлектрическая установка Warm Stream-1VP
индукционного типа

Принцип работы заключается в передаче электромагнитной энергии от источника энергии к нагреваемому объекту без контакта между ними (например, индуктор, уложенный на металлическую стенку трубопровода через теплоизолирующий слой). Источником энергии является полупроводниковый преобразователь частоты, формирующий в индукторе импульсы тока заданной мощности. Вследствие электромагнитной индукции в нагреваемом объекте возникают вихревые токи, которые и вызывают нагрев металла.

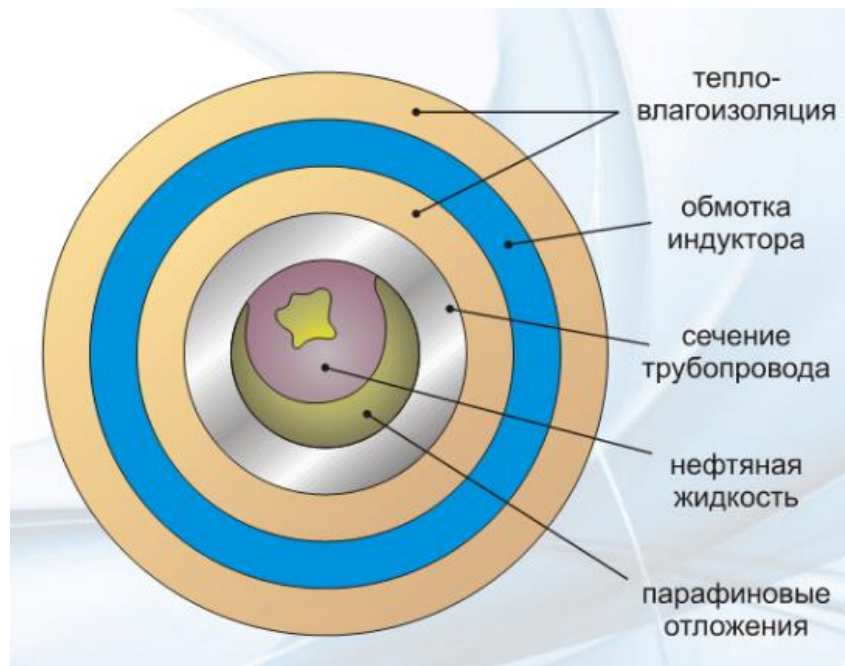


Рисунок 27 – Схема Warm Stream-1VP индукционного типа в разрезе

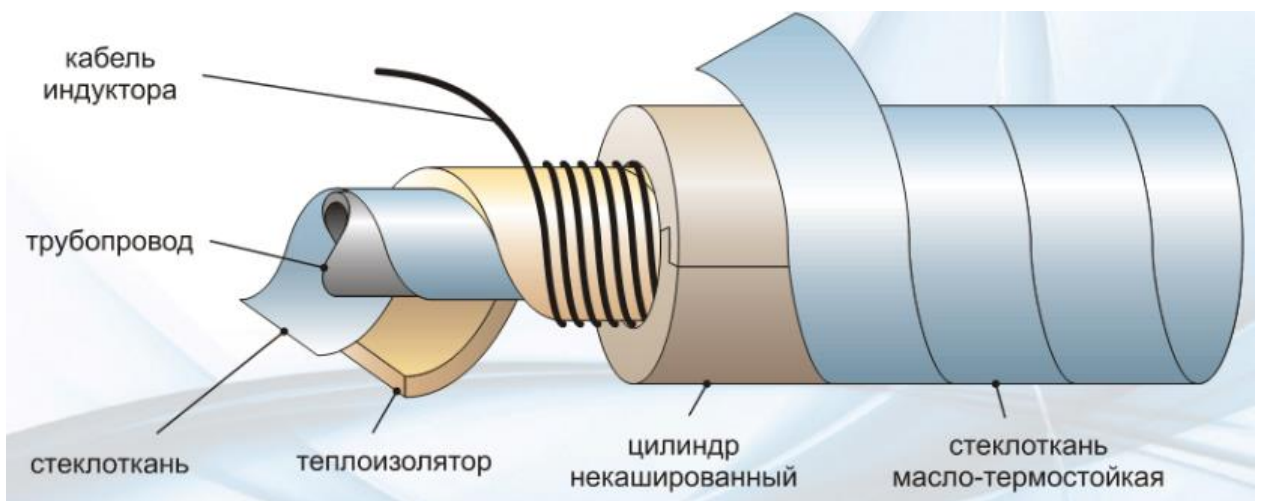


Рисунок 28 – Структурная схема индуктора

К преимуществам термоэлектрической установки можно отнести:

- быстрота нагрева;
- низкие энергозатраты;
- автоматическое управление процессом нагрева;
- возможность бесконтактной передачи энергии нагреваемому объекту позволяет применять нагрев в пожароопасных и взрывоопасных зонах.

Функциональные возможности:

- включение и отключение нагрева;

- контроль тока в цепи;
- контроль напряжения;
- автоматическое поддержание заданной температуры жидкости;
- автоматическое поддержание заданного уровня тока;
- автоматическое отключение напряжения питания от сети при появлении тока утечки;
- снижение мощности нагрева при остановке подачи жидкости;
- автоматическое повторное включение установки при перерывах в электроснабжении;
- учет расхода электроэнергии встроенным счетчиком электроэнергии класса точности 1,0 [18].



Рисунок 29 – Часть термоэлектрической установки Warm Stream-1VP
(Индуктор)



Рисунок 30 – Станция управления

Термоэлектрические установки Warm Stream-1VPc размещением кабеля снаружи и в нутрии трубы НКТ

За годы работ исследования доказали, что эффективным способом борьбы с парафиновыми отложениями в скважинах является использование установки прогрева скважин с применением греющего кабеля для скважины.

Применение термоэлектрической установки Warm Stream-1VPc размещением кабеля снаружи трубы НКТ позволяет полностью отказаться от таких установок для депарафинизации скважин как скребки, от дополнительных методов борьбы с парафином, как обработка горячей нефтью и закачка химических реагентов [19].

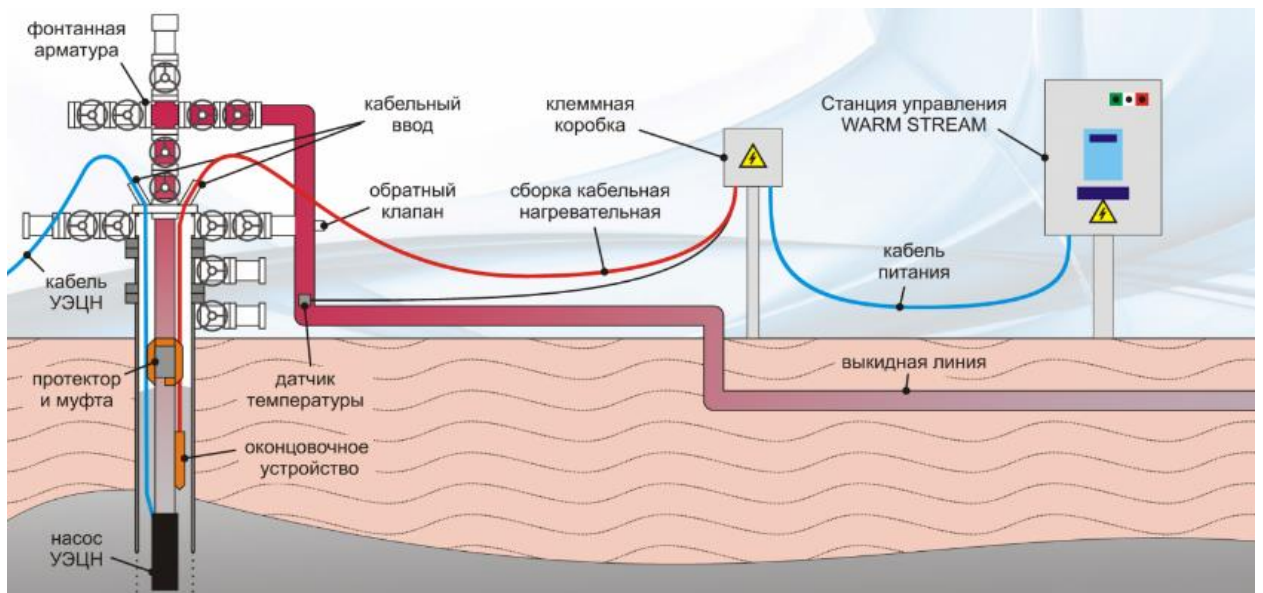


Рисунок 31 - Термоэлектрическая установка Warm Stream-1 VPs размещением кабеля снаружи трубы НКТ

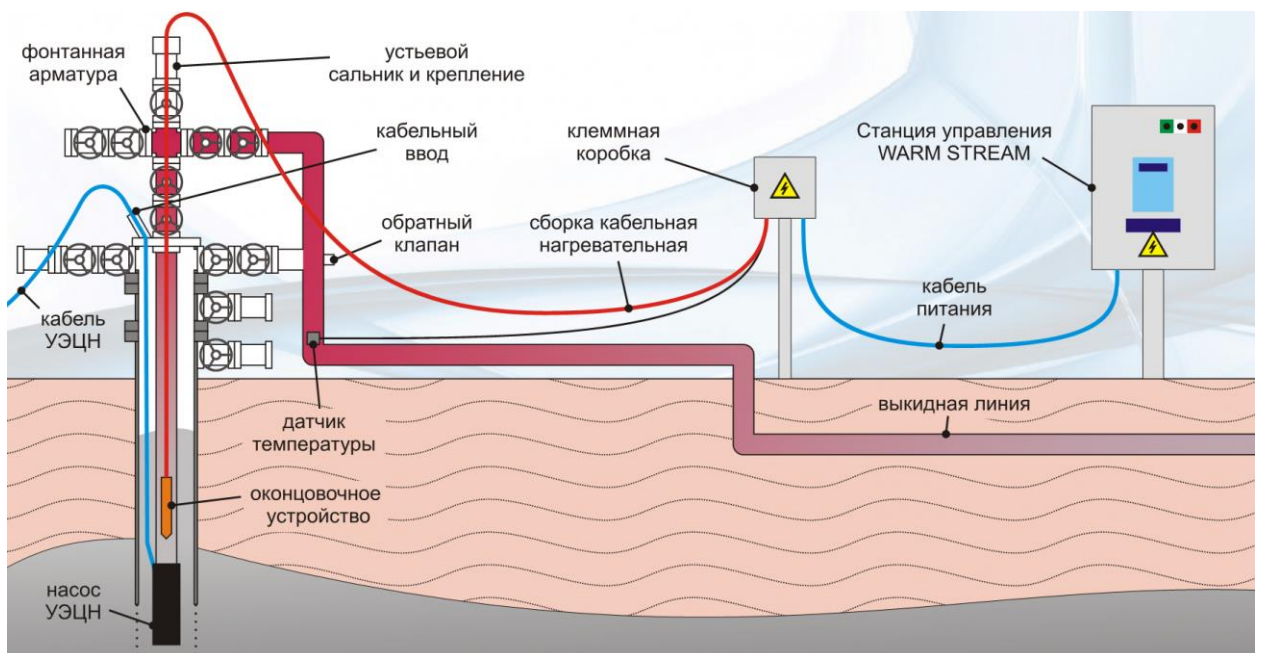


Рисунок 32 - Термоэлектрическая установка Warm Stream-1 VPs размещением кабеля внутри трубы НКТ

Принцип работы установок для подземного прогрева скважин основан на автоматическом управляемом нагреве греющего кабеля, помещенного во внутреннюю полость НКТ до температур, обеспечивающих предотвращение выпадения ПО, плавление ПО или их полное удаление. Предотвращается дальнейшее образования в процессе добычи нефти.

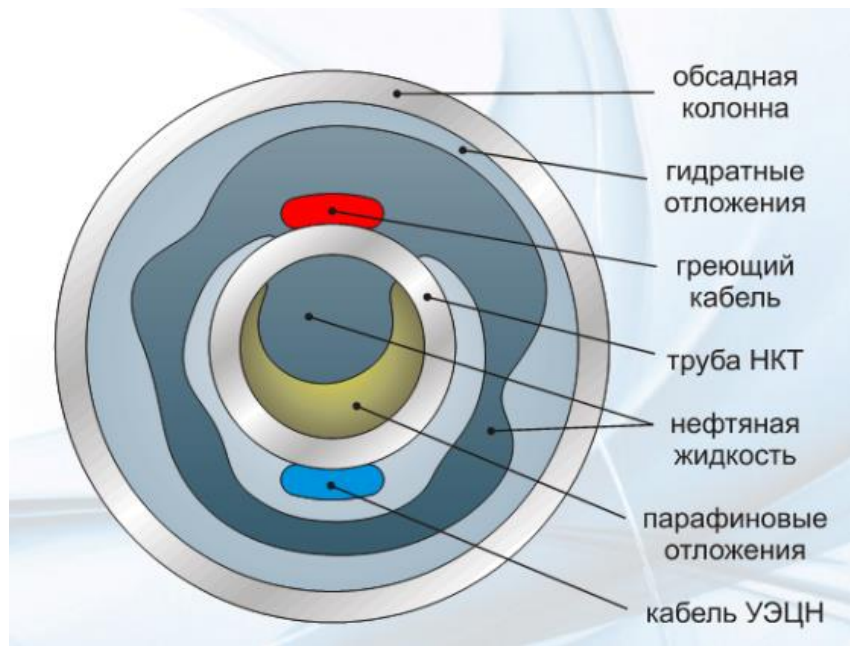


Рисунок 33 – Схема Warm Stream-1VP с размещением кабеля снаружи трубы НКТ в разрезе

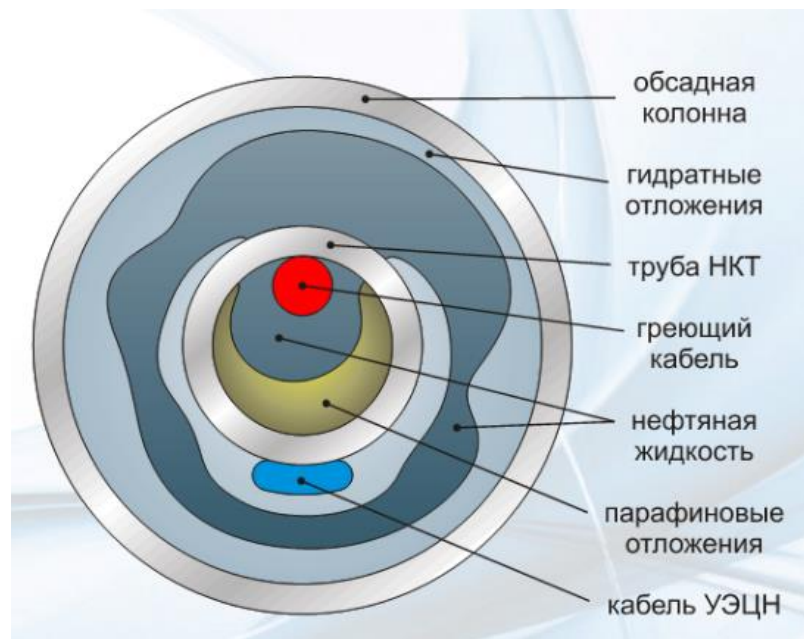


Рисунок 34 – Схема Warm Stream-1VP с размещением кабеля внутри трубы НКТ в разрезе



Рисунок 35 – План – шайба с двумя кабельными вводами



Рисунок 36 – Устьевой сальник и замковое устройство

Преимущества термоэлектрических установок Warm Stream-1VPc размещением кабеля снаружи и внутри трубы НКТ:

- быстрая окупаемость;
- увеличение межочистного (МОП) и межремонтного (МРП) периода скважины;
- непрерывный прогрев скважины по интервалу отложений;

- отказ от аналогичных методов борьбы с парафином;
- монтаж греющего кабеля в скважину производится совместно с бригадой КРС;
- прогрев транспортируемой жидкости из скважины и в скважину;
- снижение нагрузки на погружные насосы, и насосы для добычи нефти.

Функциональные возможности:

- включение и отключение греющего кабеля в скважине;
- контроль тока в цепи нагревательного кабеля;
- контроль напряжения, подаваемого на греющий кабель в скважине;
- автоматическое поддержание заданной температуры жидкости на устье скважины;
- автоматическое поддержание заданного уровня тока;
- автоматическое отключение напряжения питания от сети при появлении тока утечки;
- снижение мощности нагрева при отключении насосного агрегата;
- автоматическое повторное включение установки прогрева скважин при перерывах в электроснабжении;
- учет расхода электроэнергии встроенным счетчиком электроэнергии класса точности 1,0;
- возможность работы с греющим кабелем в скважине длиной до 2000 метров с повышающим трансформатором.

2.5 Расчёт распределения температуры насыщения нефти парафином в добывающей скважине

Расчёт глубины начала образования ПО в скважине покажем на примере скважины № 341 Сибирского месторождения. По методике, изложенной в разделе [1.5.2], построим распределение температуры по стволу скважины.

Исходные данные:

- глубина скважины, м – 2369 м;
- пластовая температура – 32,6°C;
- температурная нейтрального слоя - 7°C;
- плотность пластовой нефти - 730 кг/м³;
- динамическая вязкость пластовой нефти - 1,22 мПа·с;
- дебит скважины по жидкости – 33,4 м³/сут;
- объёмная обводненность – 0,04 д.ед.;
- глубина подвески насоса - 1760 м;
- потребляемая электродвигателем мощность - 42 кВт;
- внутренний диаметр насосно-компрессорных труб – 0,062 м;
- внутренний диаметр эксплуатационной колонны – 0,152 м.

Зависимость выглядит следующим образом:

$$t_{\text{ж}} = t_{\text{пл}} - w(H_{\text{СКВ}} - h) + \frac{c_{\text{ж}} w \rho_{\text{ж}} q}{K \pi D} \left(1 - e^{-\frac{K \pi D (H_{\text{СКВ}} - h)}{c_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} q}}\right) \quad (8)$$

$$t_{\text{ж}}(2200) = 31 - 0,01 \cdot (2369 - 2200) + \frac{2108,4 \cdot 0,01 \cdot 825,4 \cdot 33,4}{3,88 \cdot 3,14 \cdot 0,168 \cdot 86400} \cdot \left(1 - e^{-\frac{3,88 \cdot 3,14 \cdot 0,168 \cdot 86400 \cdot (2369 - 2200)}{2108,4 \cdot 0,01 \cdot 825,4 \cdot 33,4}}\right) = 30,6 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (9)$$

$$w = \frac{T_{\text{пл}} - T_{\text{нс}}}{H_{\text{СКВ}} - H_{\text{нс}}} = \frac{31 - 7}{2369 - 25} = 0,01 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{м} \quad (10)$$

$$c_{\text{ж}} = c_{\text{н}}(1 - \beta_{\text{н}}) + c_{\text{в}}\beta_{\text{н}} = 2100(1 - 0,004) + 4200 \cdot 0,004 = 2108,4 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}} \quad (11)$$

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{н}}(1 - \beta_{\text{н}}) + \rho_{\text{в}}\beta_{\text{н}} = 824(1 - 0,004) + 1179 \cdot 0,004 = 825,4 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \quad (12)$$

$$K = \frac{1}{\frac{1}{ad} + R} = \frac{1}{\frac{1}{33,4 \cdot 0,168} + 0,0763} = 3,88 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}} \quad (13)$$

Ламинарный режим:

$$Re = \frac{4q\rho_{\text{ж}}}{\mu_{\text{ж}}\pi D} = \frac{4 \cdot 33,4 \cdot 825,4}{1,22 \cdot 3,14 \cdot 0,168 \cdot 86400} = 1935 \quad (14)$$

$$\alpha = 4 \cdot \frac{\lambda}{d} = 4 \cdot \frac{1,4}{0,168} = 33,4 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} \quad (15)$$

$$\Delta T_{\text{уэцн}} = 4^{\circ}\text{С} \quad (16)$$

Аналогично рассчитали температуру по всей длине скважины. По результатам расчёта построена расчётная термограмма скважины (рисунок 37). На рисунке 37 для сравнения так же показана фактическая термограмма и расчётные термограммы, построенные по методике Мищенко И.Т. и Ляпкина П.Д. [20].

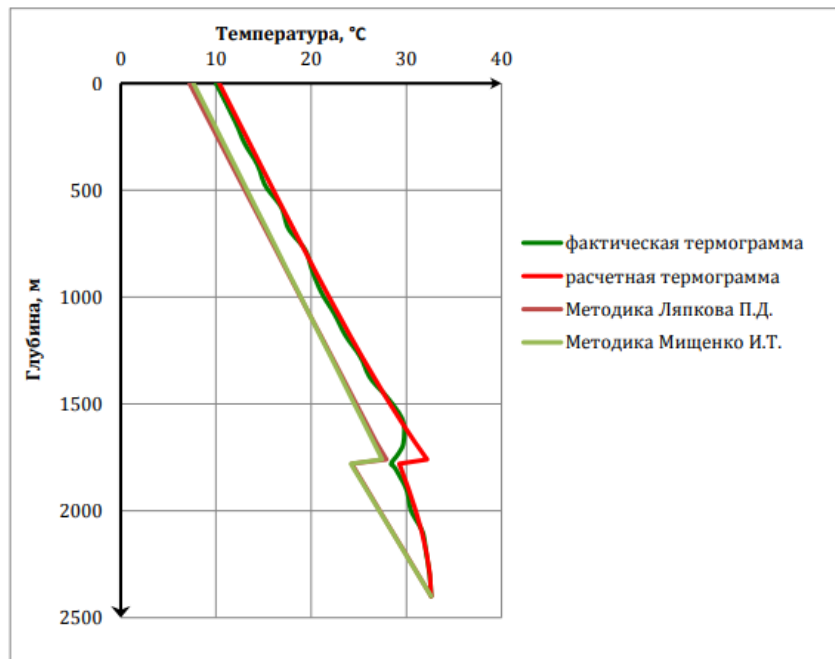


Рисунок 37 – Термограмма скважины Сибирского месторождения

3. КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ПРИ БОРЬБЕ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

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

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

парафина зарождаются в ламинарном подслое в сечении с температурой, равной температуре помутнения. Далее эти кристаллы либо перемещаются за счет сдвиговых напряжений в основной поток жидкости, где растворяются, либо двигаются к более охлажденным участкам трубы и осаждаются на ее стенке.

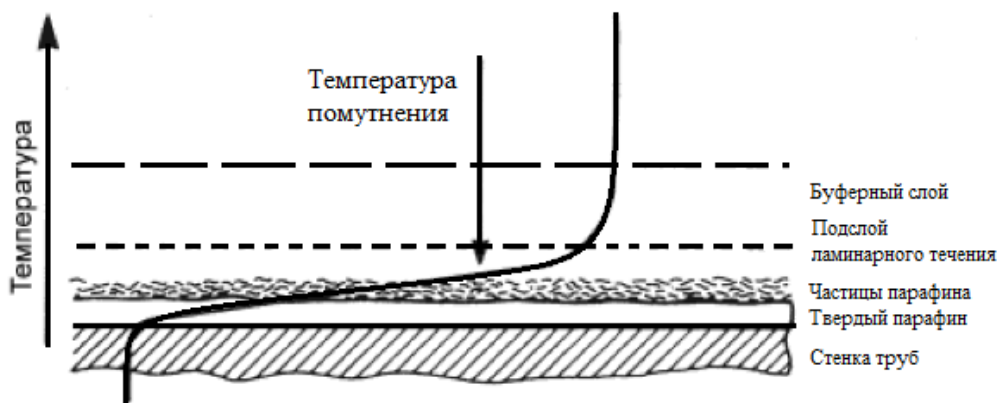


Рисунок 38 – Профиль температуры в продольном сечении трубы

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

Таблица 3 – Методы удаления парафиновых отложений

Метод	Применение	Достоинства	Недостатки
Тепловой	Индивидуально для каждой скважины	1) Простота реализации технологии; 2) Минимизация затрат на закупку химических реагентов.	1) Зависимость качества обработки от температуры нефти; 2) Достаточные расходы на проведение обработок; 3) Пожароопасность.
Механический	Для периодических скважин	1) Наименее затратный способ очистки скважин.	1) Отказы механических устройств, скребков и лебедок; 2) Застревание скребков в запарафиненных трубах.
Биологический	Для высокотемпературных	1) Реализация технологии не	1) Удаление ПО таким методом

	скважин	требует специальных подготовительных работ; 2) Экологически чистая технология.	может идти очень долгий промежуток времени.
Химический	Индивидуально для каждой скважины	1) Удержание молекул ПО во взвешенном состоянии на всем пути движения нефти; 2) Взаимодействие с кристаллами и молекулами парафина, способствующие к снижению сил когезии.	1) Высокая стоимость химических реагентов; 2) Сложность подбора эффективного реагента, связанная с постоянным изменением условий эксплуатации в процессе разработки месторождения.

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Галиеву Руслану Газинуровичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело, профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. Общий налоговый режим
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Планирование и формирование бюджета проекта	Расчет сметной стоимости выполняемых работ
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности от внедрения техники и/или технологии
Перечень графического материала:	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Галиев Руслан Газинурович		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

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

Целесообразность применения капиллярных систем для осложненных скважин определяется экономической эффективностью.

Годовая экономическая эффективность от применения комплекта оборудования определяется:

$$\text{Э}_ф = Q_n \cdot (T_{\text{раб}} - T_{\text{рем}}) \cdot C_n - Z_o \quad (17)$$

где Q_n – дебит нефти, т/сут;

C_n – стоимость нефти, руб/т;

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

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

Z_o – годовые эксплуатационные затраты, руб.

Время годовой эксплуатации скважины:

$$T_{\text{раб}} = 365 - T_{\text{рем}} \quad (18)$$

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

Расчет простоя скважины во время ремонта за скользящий год:

$$T_{\text{рем}} = N_{\text{рем}} \cdot \left(t_{\text{рем}} + \frac{t_{\text{доп}}}{24} \right) + 1 \quad (19)$$

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

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

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

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

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

$$Z_{\text{рем}} = N_{\text{рем}} \cdot t_{\text{рем}} \cdot S_{\text{рем прс}} \quad (20)$$

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

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

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

Общие затраты на ремонт скважинного оборудования:

$$Z_{\text{рем.об.}} = S_{\text{рем.об.}} \cdot N_{\text{рем}} \quad (21)$$

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

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

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

$$Z_{\text{техн.}} = C_{\text{технол.}} + Z_{\text{монтаж.}} + Z_{\text{хим.}} + Z_{\text{обсл.год}} + Z_{\text{элект.}} \quad (22)$$

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

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

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

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

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

Годовые затраты на приобретение химического реагента:

$$Z_{хим.} = V_{доз.} \cdot T_{доз.} \cdot C_{хим.реагента} \quad (23)$$

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

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

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

Годовые затраты на обслуживание и ремонт комплекта оборудования:

$$Z_{обсл.год} = Z_{обсл.} \cdot T_{обсл.} \quad (24)$$

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

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

Годовые затраты на электроэнергию:

$$Z_{электр.} = N \cdot C_{эн.} \cdot T_{раб.устан.} \quad (25)$$

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

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

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

Стоимость годовой потери не добытой нефти из-за простоя:

$$П_n = Q_n \cdot C_n \cdot П_p \cdot C_p \quad (26)$$

где Q_n – дебит по нефти, м³ /сут;

C_n – отпускная стоимость нефти, доллар/баррель;

C_p – стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час;

$П_p$ – средняя продолжительность ремонта, час.

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

Для предотвращения солеотложений и парафиновых отложений и гарантированного достижения межремонтного периода не менее одного года, в скважинах планируется спустить капиллярную систему для подачи химических реагентов в различные интервалы скважины. В комплект оборудования входит дозировочная установка компании с устройством подогрева капиллярного трубопровода, устьевой ввод, скважинный капиллярный трубопровод, армированный полипропиленовый, центраторы на НКТ, узел подвески трубопровода на насосе, груз распылитель с обратным клапаном. По насосу и ПЭД проложен капиллярный термостойкий трубопровод.

По результатам расчета экономической эффективности от внедрения специального погружного кабельного устройства приведённым в таблице 4, можно сделать вывод, что в отличие от обычно закачки ингибитора в затрубную область скважины увеличиваются первоначальные затраты на установку комплекса необходимого оборудования СПКУ, однако в результате технологии направленной подачи ингибитора в определённый интервал скважины, которую обеспечивает СПКУ, увеличивается межремонтный период (МРП) эксплуатации скважины до 348 суток.

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

Таблица 4 - Внедрение на скважине месторождения X капиллярной системы подачи химических реагентов

№	Показатель	Значение до внедрения	Значение после внедрения
1	Дебит по нефти, м ³ /сут.	17	17
2	Ремонтов за скользящий год	7	1
3	Средняя продолжительность ремонта, час	48	48
4	Стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час	2500	2500
5	Средняя стоимость ремонта насоса от солеотложений руб./ед.	225 000,40	225 000,40
6	Отпускная стоимость нефти, доллар/баррель	48	48

7	USD ЦБ	65,5331	65,5331
8	Затраты на приобретение оборудования СПКУ, руб	-	447 500
9	Химический реагент, руб/т	-	50 000
10	Затраты на монтаж капиллярной системы, руб.	-	50 000
11	Затраты на обслуживание, руб./мес	-	33 000
12	Затраты на приобретение реагента, руб. (из расчета средней дозировки 3 л/сутки)	-	54 750
13	Затраты на обслуживание, руб./год	-	396 000
14	ВСЕГО затрат на приобретение и обслуживания СПКУ	-	948 250
15	Дебит по нефти, баррель/сут.	165,312	165,312
16	Средняя наработка на отказ, сут.	58	365
17	Затраты на ремонт за скользящий год, руб.	168 000	240 000
18	Простой скважины во время ремонта, суток/год	21	3
19	Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./сутки	353 324,14	50 474,8
20	Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./год	7 419 807,1	1 059 972,44
21	Общие затраты на ремонт насосов руб/год	3 150 005,6	450 000,8
	ВСЕГО ПОТЕРЬ	12 603 136,8	1 800 448,04
	ИТОГО	12 603 136,8	2 748 698,04
	Экономический эффект от внедрения, руб.	9 854 438,76	

4.1 Вывод к разделу

Следовательно, при данных параметрах скважины и уменьшению ее ремонтов до одного в год при помощи установки оборудования СПКУ, данная технология окупается меньше чем за $\frac{1}{4}$ года эксплуатации, относительно потерь при классической ингибиторной обработке скважины.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Галиеву Руслану Газинуровичу

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело, профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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 Западно - Сибирского нефтяного месторождения «Х».
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты, (сначала коллективной защиты, затем индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, – средства защиты); – термические опасности (источники, – средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое – электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, – 	<p>1.1 Анализ вредных производственных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень шума на рабочем месте. – Превышение уровня вибрации – Отклонение показателей климата на открытом воздухе. – Повышенная загазованность – воздуха. <p>1.2 Анализ опасных производственных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Пожарная безопасность – Электробезопасность. – Аппараты под давлением – Механические травмы
---	---

профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	
2. Экологическая безопасность: <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу– (выбросы); – анализ воздействия объекта на– гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу– (отходы); – разработать решения по обеспечению– экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	2. Оценка эффективности мероприятий по обеспечению экологической безопасности
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по– предупреждению ЧС; – разработка действий в результате– возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	3. Возможные ЧС на объектах нефтяного месторождения «Х»: пожары, взрывы, разливы ядовитых веществ.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при– эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при– компоновке рабочей зоны. 	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	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Галиев Руслан Газинурович		

5. 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 5).

Таблица 5 – 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; 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 6).

Таблица 6 – Предельно допустимые уровни звукового давления.

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

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

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

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 [21].

В связи с длительной работой данного оборудования, происходит его износ, поэтому в будущем может произойти превышение уровня вибрации. Мероприятия для устранения уровня вибрации следующие: установка прокладок между напольным покрытием и работающим оборудованием. Так же можно увеличить количество крепежей. При соприкосновении с

вибрирующими предметами такие материалы — резина, войлок, асбест, пробка — противодействуют колебаниям и ослабляют вибрацию.

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

5.2.2 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).

5.2.3 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

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

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

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

5.3 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 инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы.

При работе с пожароопасными и взрывопожароопасными веществами и материалами соблюдаются требования маркировки и предупредительных надписей [24]. Первичные средства пожаротушения представлены в (таблице 7).

Таблица 7 – Первичные средства пожаротушения.

Наименование		ГОСТ	Количество, шт.
Воздушно - пенный огнетушитель		ГОСТ Р 51057-2001	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 [25]:

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

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

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

остановить насосы, выключить дизели и электродвигатели. Горящий раствор при плотности менее 1000 кг/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 [26], рассматриваются следующие вопросы: требования к электрооборудованию, анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям, выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током, мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий, обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током. При работе вблизи воспламеняющихся материалов, взрывоопасных паров или пыли разрешается использовать только специальные электроинструменты (во взрывобезопасном исполнении или не создающие искр). 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 [26].

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

Индивидуальные дополнительные электротехнические 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 ПО, 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 [27].

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

Объем контроля определяется в зависимости от группы сосуда (аппарата), который работает под давлением и определяется в зависимости от температуры стенки, расчетного давления и характера рабочей среды представлены в (таблице 8).

Таблица 8 – 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	Свыше 4 (40) до 5 (50)	От минус 40 до 200
	До 1,6 (16)	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 строительного-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 строительного-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 захлаплением 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;
- 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 Западно - Сибирском 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 °С) составляет 164 дня, сильные метели и снежные заносы, лето короткое (50–60 дней), умеренно теплое (+23 °С) и пасмурное, с частыми заморозками);
- технические: сильные взрывы 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 [29]:

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

5.7 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.

5.8 Выводы по разделу

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Не для кого не секрет что в современном мире, одна из наиболее важных проблем, по добычи нефти, является отложение парафиновых веществ. Как правило, оно затрудняет добычу нефти, что способствует к большим расходам. Поэтому в дипломной работе были подробно рассмотрены методы предупреждение и борьбы с парафиноотложением, а также дальнейшие перспективы будущего, по применению современных технологий.

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

В работе было проведено исследование по внедрению новой технологии по борьбе с парафинообразованием, термоэлектрическая установка Warm Stream-1VP. Данная технология представляет собой греющий кабель, который используется в разных местах наземного и погружного оборудования. Применение термоэлектрической установки Warm Stream-1VPc позволяет полностью отказаться от таких установок для депарафинизации скважин как скребки, от дополнительных методов борьбы с парафином, как обработка горячей нефтью и закачка химических реагентов.

В процессе работы с фондом скважин предлагается применять широкий спектр методов борьбы с отложениями. Так как каждая скважина является индивидуальной, имеет свои особенности и характеристики работы, то технологии борьбы должны быть различными. Необходимо грамотно

систематизировать на каких скважинах следует применять конкретный вид той или иной технологии предупреждения или удаления.

Также были проанализированы вредные и опасные факторы, влияющие на состояние работников нефтегазодобывающего предприятия, предложены средства индивидуальной и коллективной защиты, профилактические мероприятия, правила безопасности. Рассмотрен перечень чрезвычайных ситуаций, которые могут произойти на производстве. Правовые и организационные вопросы являются неотъемлемой частью каждой организации, в разделе содержатся действующие нормативно-правовые документы, специальные нормы, связанные с выделением ряда норм трудового права в отдельные категории.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ященко, И. Г. Парафинистые и малопарафинистые нефти — закономерности пространственных и временных изменений их свойств / И. Г. Ященко // Технологии нефти и газа – 2009. – № 5. – С. 7-10
2. Шадрина П. Н. Совершенствование технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на нефтепромысловом оборудовании месторождений высоковязких нефтей : дис. ... канд. тех. наук : 25.00.17 / Шадрина Полина Николаевна. – Уфа, 2017. – С. 16 – 17
3. Глущенко В. Н. Предупреждение и устранение асфальтосмолопарафиновых отложений. Нефтепромысловая химия / В. Н. Глущенко, В. Н. Силин. - М. : Интерконтракт Наука, 2009. - 475 с.
4. Басарыгин, Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации /Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов. — Том - 5. — Москва: 2001. — 431 с.
5. Михеев М. А., Михеева И. М. Основы теплопередачи. – М., «Энергия», 1973. – С. 83 - 87.
6. Коробов Г. Ю. К расчету распределения температуры по стволу добывающей скважины / Г. Ю. Коробов, Е. Н. Устькачкинцев // Тезисы докладов IV Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» г. Пермь - 2011 – С. 59.
7. Коробов Г. Ю. Распределение температуры по стволу добывающей скважины / Г. Ю. Коробов, В. А. Мордвинов // Нефтяное хозяйство. № 4. 2013. С. 57 - 59.
8. Ибрагимов Н. Г., Хафизов А. Р., Шайдаков В. В. Осложнения в нефтедобыче. – Уфа : ООО Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. – 302 с.

9. Персиянцев М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000, - 653 с.: ил.
10. Ибрагимов Н. Г., Хафизов А. Р., Шайдаков В. В. Осложнения в нефтедобыче. – Уфа : ООО Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. – 302 с.
11. Апасов, Т. К. Применение магнитных активаторов для борьбы с отложениями АСПО, солей и коррозией / Т. К. Апасов, Г. Т. Апасов, А. В. Саранча // Современные проблемы науки и образования – 2015 – № 2-2;
12. Булатов А. В., Кусов Г. В., Савенюк. Асфальтосмолопарафиновые отложения и гидратообразования : предупреждение и удаление – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг». Т. 1. – 2011. – 348 с.
13. Марьин В. И., Акчурин В. А., Демахин А. Г. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор - Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001 - 156 с.
14. Рагулин В. В., Смолянец Е. Ф., Михайлов А. Г., Латыпов О. А., Рагулина И. Р. Исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов // Нефтепромысловое дело. 2001. № 5. С. 33-36 с.
15. Вахитов Т. М., Комплексные решения по повышению надежности эксплуатации внутрискважинного оборудования в осложненных условиях на месторождениях ОАО АНК «Башнефть» // Инженерная практика – Москва – 2010 - № 6.
16. Нелюбов Д. В., Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. - Тюмень, ТюмГУ, 2014. - 153 с.
17. ГОСТ 12. 1. 007 - 76 «Вредные вещества».

18. НПО Пермнефтегаз [Электронный ресурс] – Режим доступа : <https://permneftegaz.ru/catalog/termoelektricheskie-ustanovki/warm-stream-1vp-induktsionnogo-tipa/>. – Дата доступа : 01.05.2020.
19. НПО Пермнефтегаз [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://permneftegaz.ru/catalog/termoelektricheskie-ustanovki/>. – Дата доступа: 01.05.2020.
20. Коробов Г. Ю. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами с использованием ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений : дис. ... канд. тех. наук : 25.00.17 / Коробов Григорий Юрьевич – Санкт-Петербург, 2016. – С. 29 – 30.
21. ГОСТ 12. 1. 012 - 2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
22. ГОСТ 12. 4. 011 – 89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
23. ГН 2. 2. 5. 1313 – 03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
24. ГОСТ 12. 1. 010 – 76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
25. Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22. 07. 2008 N 123 - ФЗ
26. ГОСТ 12. 1. 038 – 82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
27. ГОСТ 25215 - 82 Сосуды и аппараты высокого давления
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.
29. ГОСТ Р 22. 0. 01 - 94. Безопасность в ЧС. Основные положения.

Приложение А

Таблица 2 - Распределение парафинистых нефтей по нефтегазоносным бассейнам мира

Нефтегазоносный бассейн	Объем выборки из БД	Количество образцов ПН в бассейне	Количество месторождени й с ПН	Средне- бассейновое содержание в нефти парафинов, %
Амударьинский	643	8	7	5,34
Анадырско-Наваринский	10	6	2	17,85
Англо-Парижский	5	1	1	4,87
Андалузско-Предрифский	20	1	1	6,40
Ассамский	26	11	2	9,81
Афгано-Таджикский	232	45	13	6,01
Балтийский	58	12	12	5,93
Венский	60	3	3	3,69
Волго-Уральский	3377	291	131	4,47
Восточно-Гобийский	26	26	1	16,65
Вунг-Тау	224	214	3	22,27
Гвинейского залива	95	1	1	7,28
Джунгарский	20	4	2	3,86
Днепровско-Припятский	672	57	27	4,55
Енисейско-Анабарский	69	1	1	1,92
Западно-Сибирский	3433	299	125	4,42
Камбейский	49	16	6	12,
Карпатский	387	116	29	7,45
Лено-Виллюйский	154	40	7	8,27
Лено-Тунгусский	774	3	3	1,22
Мексиканского залива	210	1	1	6,60
Ордосский	1	1	1	10,83
Охотский	365	8	6	1,71
Паннонский	125	17	15	6,87
Персидского залива	236	4	4	3,74

Продолжение таблицы 2

Предальпийский	14	1	1	6,00
Предкарпатско-Балканский	66	23	23	6,35
Преднанышанский	5	4	3	9,14
Прикаспийский	793	34	24	2,58
Рейнский	9	1	1	7,10
Реконкаву	7	3	3	18,00
Саравакский	12	1	1	7,50
Сахаро-Ливийский	205	1	1	4,08
Северо-Кавказский	1554	362	95	10,76
Северо-Предкарпатский	10	3	3	5,72
Сержипи-Алагоас	7	3	3	155,00
Сунляо	13	5	2	15,68
Суэцкого залива	77	7	4	4,79
Сычуаньский	10	1	1	13,10
Тамцакско-Хайларский	13	13	1	17,51
Таримский	51	2	2	8,61
Тимано-Печорский	597	77	23	6,38
Тургайский	37	4	3	12,05
Фанг	4	4	2	16,00
Ферганский	216	72	22	7,37
Центрально-Европейский	147	4	4	4,86
Центрально-Иранский	3	1	1	10,00
Южно-Каспийский	480	90	34	5,05
Южно-Лусонский	2	1	1	8,10
Южно-Тургайский	24	15	4	13,23