

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

Инженерная школа Природных ресурсов
Отделение Нефтегазового дела
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Профиль Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЁННЫХ
ОБРАЗОВАНИЕМ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

УДК 622.276.72-622.248.3(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Вильданова Анна Александровна		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Инженерная школа Природных ресурсов
Отделение Нефтегазового дела
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Профиль Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Вильдановой Анне Александровне

Тема работы:

Анализ эффективности эксплуатации скважин, осложненных образованием асфальтосмолопарафиновых отложений на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1220/с от 22.02.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологические схемы разработки месторождений Западной Сибири, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Причины образования асфальтосмолопарафиновых отложений и методы борьбы с ними, методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, удалители и растворители асфальтосмолопарафиновых отложений, состав и свойства асфальтосмолопарафиновых отложений, особенности физико-химического состава пластовых флюидов, обзор технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, механические способы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, химические способы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, тепловые способы борьбы с

	асфальтосмолопарафиновыми отложениями, повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами, методом воздействия магнитного поля, особенности покрытия трубного сортамента для борьбы и предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений, технические усовершенствования технологического оборудования для повышения эффективности эксплуатации осложнённых технологий скважин.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Ассистент, Макашева Юлия Сергеевна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Абраменко Никита Сергеевич

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

Причины образования и способы удаления асфальтосмолопарафиновых отложений при эксплуатации скважин
Технологические особенности, профилактические мероприятия и усовершенствование методов борьбы асфальтосмолопарафиновых отложений при эксплуатации добывающих скважин
Социальная ответственность
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Вильданова Анна Александровна		18.02.2018

Обозначения, определения и сокращения

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ПЗП – призабойная зона пласта;

НКТ – насосно – компрессорные трубы;

МРП – межремонтный период;

МДС – механическая депарафинизация скважин;

ГНО – глубинно – насосное оборудование;

МУС – магнитное устройство смеси;

ПАВ – поверхностно – активные вещества;

АСВ – асфальтосмолистые вещества;

АДПМ – агрегат для депарафинизации передвижной, модернизированный;

ЭЦН – электроцентробежные насосы;

АМС – активатор магнитный скважинный;

МОП – межочистной период;

ППД – поддержание пластового давления;

МПК – механическое повреждение нефтепогружного кабеля;

ОРЭ – одновременно - раздельная эксплуатация.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 93 страниц, в том числе 19 рисунков, 6 таблиц. Список литературы включает 34 источника.

Ключевые слова: нефть, асфальтосмолопарафиновые отложения, ингибиторы, удаление, предотвращение, анализ, призабойная зона пласта, погружное оборудование.

Объектом исследования при написании работы послужили асфальтосмолопарафиновые отложения при эксплуатации скважин и методы борьбы с ними.

Цель работы – анализ эффективности эксплуатации скважин, осложнённых образованием асфальтосмолопарафиновых отложений на месторождениях Западной Сибири.

В выпускной квалификационной работе представлены сведения об основных видах осложнений и причинах их возникновения при эксплуатации.

Рассмотрены различные методы направленные на борьбу с осложнениями различного происхождения.

Проведены расчеты экономической эффективности при внедрении специального погружного кабельного оборудования для подачи ингибитора в проблемную зону скважины.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1. ПРИЧИНЫ ОБРАЗОВАНИЯ И СПОСОБЫ УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН.....	9
1.1. Причины образования асфальтосмолопарафиновых отложений, методы борьбы с ними	9
1.1.1 Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.....	10
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ, ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ И УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ БОРЬБЫ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН.....	13
2.1. Обзор технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.....	13
2.1.2. Химические способы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	17
2.1.3.Тепловые способы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.....	21
2.2. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами, методом воздействия магнитного поля	26
2.3. Особенности покрытия трубного сортамента, для борьбы и предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений	30
2.4. Технические усовершенствования технологического оборудования для повышения эффективности эксплуатации осложненных технологий скважин.....	35
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	43
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	52
4.1. Производственная безопасность.....	52
4.1.1. Анализ вредных веществ	53
4.2. Анализ опасных факторов.....	57
4.3. Экологическая безопасность.....	58
4.3.1 Мероприятия по охране атмосферы.....	58
4.3.2 Мероприятия по охране поверхностных вод.....	59
4.3.3 Мероприятия по охране литосферы	60
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	62

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	65
Список используемых источников	66

ВВЕДЕНИЕ

Эксплуатация нефтяных скважин во многих регионах страны осложнена образованием твердых асфальтосмолопарафиновых отложений в подземном оборудовании. Такие осложнения частично или полностью перекрывают проходное сечение насосно-компрессорных труб на глубинах до 600 - 800 м, являясь причиной роста нагрузок на оборудование скважин и снижения подачи погружных насосов.

Проблема борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, несмотря на период существования, исчисляемый десятками лет, в полной мере до сих пор не решена. Эти отложения имеют широкие интервалы изменения своего состава, отличаются по своим физико-химическим и механическим свойствам, образуются в разных термобарических условиях подъема жидкости в скважинах.

Известны различные способы и разработанные технологии предупреждения образования АСПО 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.

В данной работе проведен анализ эффективности эксплуатации скважин, осложненных образованием асфальтосмолопарафиновых отложений на месторождениях Западной Сибири.

1. ПРИЧИНЫ ОБРАЗОВАНИЯ И СПОСОБЫ УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) – природный композитный материал, который состоит из органических и минеральных соединений. Отложения в своей основе представляют собой мазеподобную суспензию, либо эмульсию с высокой адгезией к различным поверхностям [26].

АСПО обладают высокой прочностью молекул между собой и способностью адсорбироваться на поверхностях твердых тел, чем объясняется сложность их удаления.



Рисунок 1 - Асфальтосмолопарафиновые отложения в насосно-компрессорных трубах

1.1 Причины образования асфальтосмолопарафиновых отложений и методы борьбы с ними

Причина образования асфальтосмолопарафиновых отложений приобретает более серьезные масштабы в связи с переходом многих месторождений в позднюю стадию разработки.

На интенсивность образования АСПО в скважинах влияет ряд факторов:

- физико-химические характеристики пластовой жидкости;
- групповой химический состав пластовой жидкости;

- термобарические условия (давление на забое и в стволе скважины, температура в пласте и в стволе скважины);
- газовый фактор;
- содержание асфальтосмоловых веществ и парафинов;
- гидродинамические характеристики потока пластовых флюидов;
- конструкция скважины;
- шероховатость стенок труб;
- фильтрационно-структурные характеристики призабойной зоны пласта (ПЗП).

Приступая к решению причин образования АСПО, надо руководствоваться общими подходами – прежде всего, выяснить причины данного явления.

1.1.1 Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

Основные методы депарафинизации скважин, применяющиеся в Российских нефтегазодобывающих предприятиях:

1. Скребки-пробойники (стационарные и передвижные)
2. Скребки-центраторы
3. Промывка скважины горячей нефтью с помощью АДП
4. Ингибиторы (как погружные, так периодически закачиваемые)
5. НКТ с защитным покрытием

На сегодняшний день существует множество технологий и способов удаления и предотвращения образования АСПО (рисунок 2), каждая из которых обладает своими достоинствами и недостатками. К сожалению, ни один из существующих способов ингибиторной защиты не может полностью исключить образование отложений, а лишь способен увеличить межочистной период объекта обслуживания.

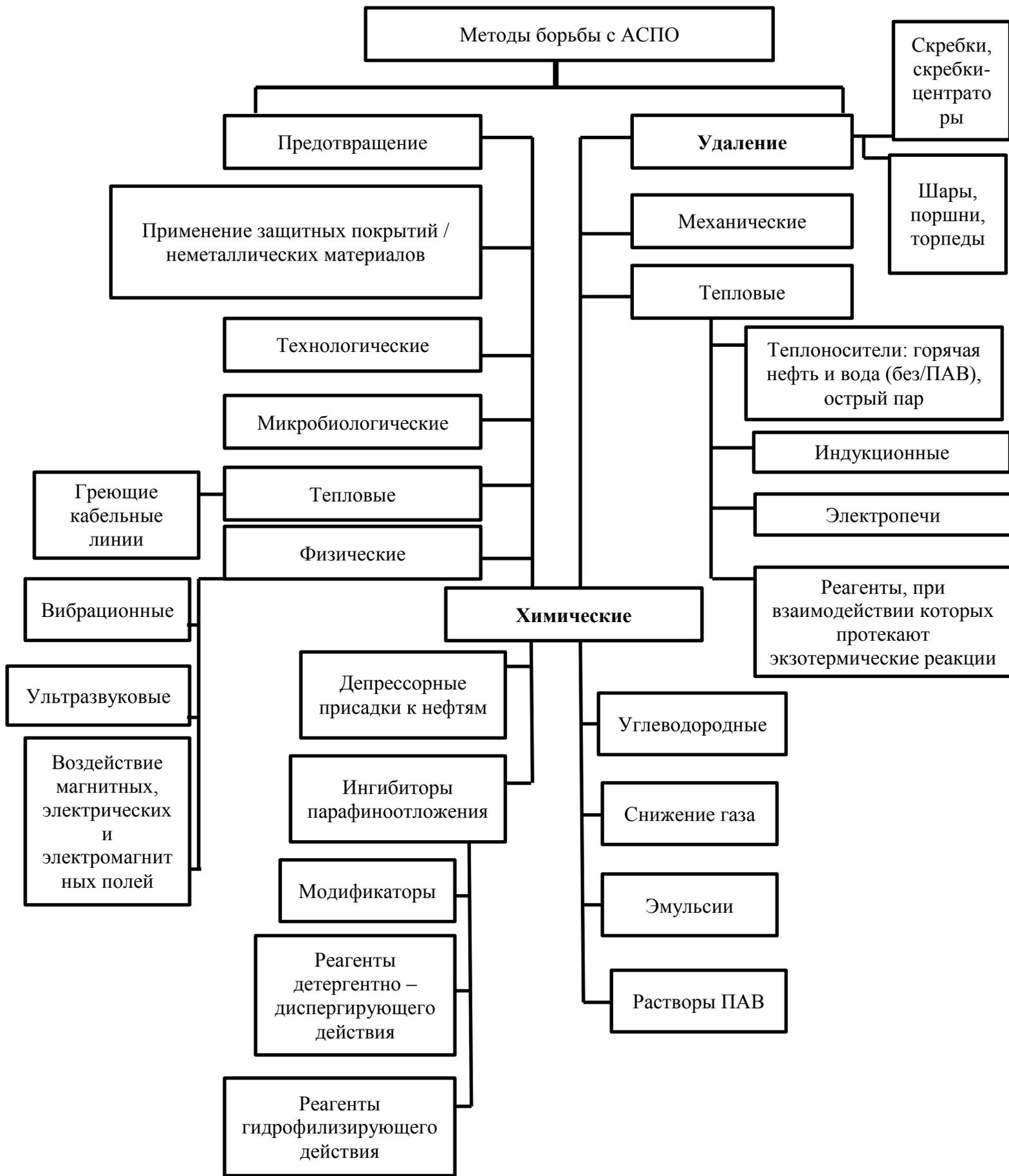


Рисунок 2 - Классификация методов удаления асфальтосмолопарафиновых отложений

Борьба с АСПО предусматривает проведение работ по двум направлениям. Во-первых, по предупреждению (замедлению) образования отложений. К таким мероприятиям относятся: применение гладких (защитных) покрытий; химические методы (смачивающие, модификаторы, депрессаторы, диспергаторы); физические методы (вибрационные, ультразвуковые, воздействие электрических и электромагнитных полей). [4]

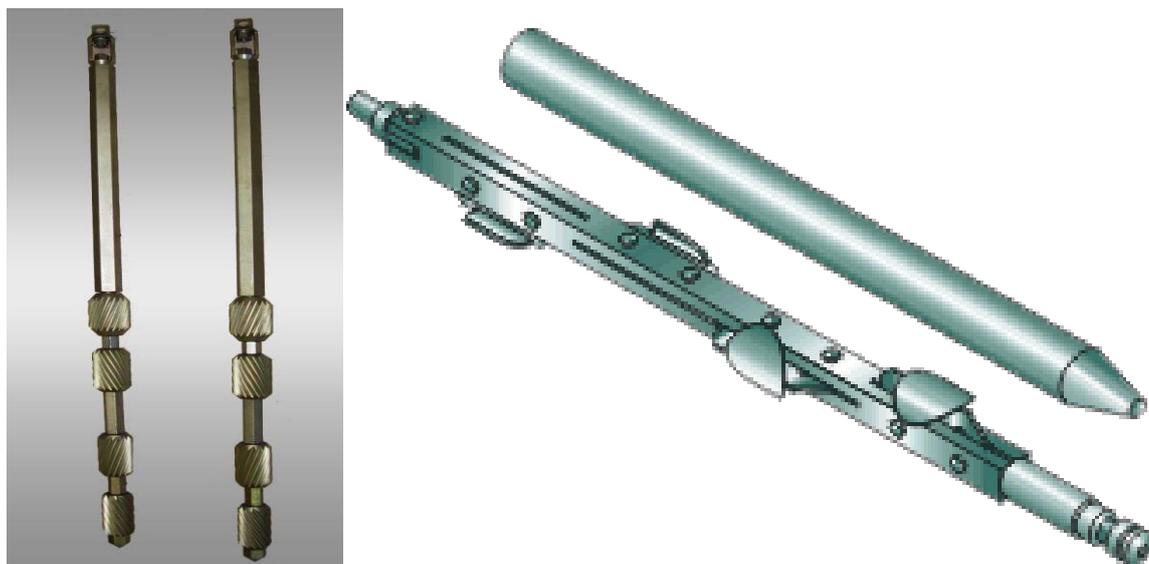


Рисунок 3 – Скважинная фреза и скребок

Информация содержит коммерческую тайну.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ, ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ И УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

2.1. Обзор технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

Парафинизация нефтепромыслового оборудования сложный физико-химический процесс, зависящий от многих разнонаправленных факторов. В таблице 2 представлены основные методы борьбы с АСПО. Наиболее прогрессивным способом борьбы с парафиноотложением является химический способ с использованием ингибиторов и удалителей парафиноотложения. В качестве ингибиторов парафиноотложения применяется целый спектр реагентов СНПХ-7212, СНПХ-7401, СНПХ-7215 и др. В качестве удалителей применяется гексановая, бензиновая фракция с добавлением кубовых остатков производства бутиловых спиртов (РПС-67), СНПХ-7р-8, толуольная фракция и прочие.

Исходя из реагентов, которые применяются в Западной Сибири, можно рекомендовать к опробованию ингибиторы: СНПХ-7401, ИПС-2, а также удалители: гексановую, бензиновую фракцию с добавлением кубовых остатков производства бутиловых спиртов (РПС-67), легкую пиролизную смолу (ЛПС) с гексановой фракцией в отношениях 1:3-1:1. [2]

Таблица 2 - Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

Методы	Технология, разработчик
Механические	<p>Скребок «Кыргач-6», «Кыргач-5», раз. «ТатНИПИнефть».</p> <p>Лебедка Сулейманова, раз. «Черногорнефть» (ЭЦН, фонтан)</p> <p>Полуавтоматическая установка ПАДУ-3, раз. «Прецезион» (ЭЦН, фон., компр. газл.)</p> <p>Станция управления установки депараф-и труб скребками УДС-1М, НПО «Нефтеавтоматики»</p> <p>Устройство контроля АСПО в скважинах, раз. «ПермНИПИнефть»</p> <p>НКТ с внутренними покрытиями</p> <p>Создание волны отрицательного давления, патент №1700207</p> <p>Формирование на НКТ пристенного слоя нефти, п. №1553653, форм. в НКТ газ. слоя, п. №1665026</p> <p>Скребок гидромеханический типа СГМ 146-1 для очистки обсадных колонн, раз. г. Омск</p> <p>Штанговращатель ШВ-08-01, раз. ОАО «Буланашский машзавод»</p> <p>Штанги насосные со скребками- центраторами, АООТ «Очерский машзавод»</p> <p>Трубы с покрытием (стекло, эмаль, лакокрасочные)</p> <p>Использование штуцера для изменения скорости потока, патент №2083.804</p> <p>Клапанное устройство для промывки патент №2100.752</p>
Тепловые	<p>Очистка штанг на базе ПО «Беларусьнефть»</p> <p>Нагреватель электрический скважинный индукционный НЭСИ 50-122 , «ТатНИПИнефть»</p> <p>Оборудование для подогрева нефтепродуктов «Новотех»</p> <p>Агрегат для депарафинизации скважин горячей нефтью АДПН-16/150, НПАК «Ранко»</p> <p>Агрегат для депарафинизации АДПМ- 12/150- У1, ОАО «Первомайскхиммаш»</p> <p>Технология разработки залежей парафинистых нефтей, ра.РМНТК «Нефтеотдача»</p> <p>Установка «Паратрол», США</p> <p>Устьевой нагреватель УН-02</p> <p>Устьевой нагреватель ППТ-0.63.АО «Сарэнергом.аш»</p> <p>Греющий кабель</p>
Магнитные	<p>Поверхностные переводники МАГНИФЛО МАГНУМ, АОЗТ «Новые нефтяные технологии»</p> <p>Магнитно- импульсной способ удаления, РМНТК «Нефтеотдача»</p> <p>Система «Патрол» «ПРОДАКШН ДАЙНЕМИКС ЛТД»</p> <p>Магнитный аппарат «МАРМ- 7» (ЭЦН, ШГН, фонт.) «ПермНИПИнефть»</p> <p>«Энергомаг»</p> <p>Технология «Энеркет», фирма PARA TECH, Канада</p> <p>Устройство магнитной обработки жидкости (МОЖ)</p>

	Устройство «Магнолеум»
Химическое	Удаление и предотвращение АСПО составами «ПермьНИПИнефть» Ингибиторы СНПХ-7200, СНПХ-ИПГ-11, СНПХ-7800, СНПХ-7900, СНПХ-7800-7800, СНПХ-ИП-100, СНПХ-47, СНПХ-4410, СНПХ-9010 НПО «НИИнефтепромхим» ИК Б-4 «БашНИПИнефть» Составы «ТюмГНГУ» Составы «PETROLITE (ХТ-48, VY-3827, PR-969), США Составы «BAKER PERFORMANC CHEMICALS» Туольная фракция «Волжский завод СК» ИНПАР-1, ИНПАР-2 «Уфимский завод синтетического спирта» МЛ-72, МЛ-80, ВРК, ПО «Полимер» ИПС-1, ИПС-2. НПО «Ангарск нефтеорсинтех» Р-2. Р-4. Салаватский НХК, ПО «Азот» СНПХ-7100, СНПХ-7212, СНПХ-7212М,бутилбензольная фр., пиролизная смола. ПО «Оргсинтез» СНПХ- 7214, СНПХ-7214Р, СНПХ-7215М, СНПХ-7205И, СНПХ-752, СНПХ-7821, СНПХ-7800, СНПХ-7523 Уруссинский опытный хим. Завод Гексановая фракция, Нижнекамский НХК СНПХ-7р-1, СНПХ-7410 ТПУ «Татнефтепромхим» Ингибиторы СНПХ-7р-10Н, СНПХ-7р-11, СНПХ-7р-8А, СНПХ-7р-8В Куйбышевский завод синт. Спирта Ингибиторы СНПХ-7920М, СНПХ-7912М,СНПХ-7909, удал. СНПХ7870,СНПХ-7814, ИПГ-2 марки А,Б,В, нгибитор парафиноотложений компл. действия СНПХ-7941, сольвент нефтяной тяжелый, ингибитор СОНПАР

Информация представлена с производственным примером, содержит коммерческую тайну.

Применение механической депарафинизации скважины (МДС) типа «Лебедки Сулейманова».

АСПО создают серьезные проблемы скважине. Они снижают ее производительность, увеличивают износ оборудования. Поэтому устранение отложений является актуальной задачей при добыче нефти. Лебедка Сулейманова подтвердила эффективность борьбы с парафиноотложениями

путем их удаления с внутренних поверхностей насосно-компрессорных труб (НКТ).

Применение лебедки Сулейманова эффективно как при удалении уже образовавшихся отложений, так и при их предупреждении. Устройство выполнено в виде модульной конструкции, содержащей редуктор, барабан для проволоки, устройство контроля натяжения проволоки, контроллера системы управления работой лебедки по заданной программе. Ею, кстати, предусмотрена работа как в автоматическом, так и в ручном режиме.

Работает лебедка Сулейманова очень просто. Подвешенный на проволоку скребок опускается в скважину на заданную глубину, после чего поднимается вверх. С помощью этой несложной операции и очищаются стенки НКТ от парафина, и скважина начинает свободно «дышать». Отметим, что работа лебедки может выполняться и непрерывно, и периодически. Лебедка монтируется на лубрикаторе устьевого арматуры скважины, а станция управления — в непосредственной близости. Состояние лебедки, т.е. находится ли она в работе либо остановлена, выводится на систему телемеханики ЦДНГ. Здесь специалисты следят за работой данного оборудования.

Необходимость использования механической депарафинизации скважины (МДС) вызвана большей трудоемкостью ручного производства спуска и подъема скребков на скважинах с активными парафиноотложениями, а также удаленностью кустовых площадок от цеха. Метод лебедки Сулейманова обеспечивает продолжительный период работы скважин, позволяет не допускать снижения подачи глубинно-насосного оборудования (ГНО) из-за отложений АСПО.

Вместе с тем применение МДС нуждается в повседневном контроле. Единственным минусом отмечается, что работа лебедки в сильные морозы может вызвать некоторые проблемы. Так, при температурах ниже 30 градусов происходит потеря эластичности сальниковых уплотнений, которые предназначены для герметизации отверстий. А при температуре ниже 37 градусов использовать технологию и вовсе не рекомендуется. В целом же, при

правильном подборе межочистного периода, своевременной замене масла в редукторе, регулярной проверке качества проволоки технология в автоматическом режиме будет работать стабильно.[28]



Рисунок 8 - Кабельные тяговые лебёдки

2.1.2 Химические способы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

Предотвращение процесса образования и отложения парафина реализуется различными химическими средствами (ингибиторами). Они все различаются по своему механическому воздействию на АСПО-смачивающие (гидрофилизирующие), модифицирующие, моющие (детергентного действия), депрессаторы и диспергаторы.

Несмотря на то, что существует множество технологий предотвращения, химические методы зарекомендовали себя как «монополисты» из всех имеющих средств.

Модификаторы - поверхностно-активные вещества с содержанием хлора, азота, серы (атактический пропилен, полиизобутилен, сополимеры этилена и сложных эфиров и другие). Эти реагенты модифицируют структура кристаллов парафина в процессе фазового перехода, ослабляют его укрепления. В результате чего формируются недоразвитые дендритные кристаллы,

структурно несоединенные друг с другом, что в итоге снижает температуру застывания и вязкости нефти. Модификаторы имеют сходную структуру с парафином, поэтому благоприятствует внедрению и соединению в растущий кристалл парафина. Существуют определенные условия, при котором может модифицироваться кристаллы: при температуре более высокой, чем температура помутнения раствора помутнения (с адсорбцией на кристаллах парафина).

Модификаторы не предотвращают начальную стадию соединения парафина с поверхностью металла, но они предотвращают когезию между частиц друг с другом, что в свою очередь уменьшает толщину парафинового слоя. Существуют такие реагенты- модификаторы: ДН-1, ВЭС-501, Азолят-7, С4160, С4117, СЭВА-28 и т.д [30].

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, Е2846, Но1 Е2846, РБИ-2, ИКБ-2 и др.

Ингибиторы АСПО используются как самостоятельный реагент или в виде раствора в депарафинизированной нефти. Рекомендуется использовать раствор ингибитора в нефти в концентрации не ниже 10 %.

Подготовка оборудования и материалов к работе

Началу обработки скважины ингибитором АСПО должны предшествовать подготовительные работы:

- сбор информации о состоянии подземного и наземного оборудования скважины, режиме эксплуатации, производительности, глубине спуска насоса, высоте динамического уровня;
- подбор оборудования для подачи ингибитора в скважину;
- при выборе технологии постоянного дозирования ингибитора в скважину проведение переобвязки устья и монтаж на скважине одного из типов

дозировочных устройств для подачи ингибитора в затрубное пространство, при выборе способа периодического дозирования ингибитора в затрубное пространство – подготовка технических средств для осуществления закачки реагента;

- очистка подземного оборудования и НКТ от отложений и других осадков известными способами, предпочтительно применение растворителей.

Для постоянного дозирования ингибитора в скважины могут быть использованы следующие дозировочные устройства:

- на скважинах, оборудованных ЭЦН и фонтанных скважинах – дозировочное устройство УДР, БРХ, дозировочные насосы;
- на скважинах, оборудованных ШГН – дозировочное устройство УДС, УДР, БРХ, дозировочные насосы.

Для периодического дозирования ингибитора в скважины - насосный агрегат типа ЦА-320.

Технология постоянного дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью наземных дозировочных устройств

Постоянное дозирование ингибитора АСПО с помощью дозирующих устройств рекомендуется производить по капиллярному кабелю или бронированной капиллярной трубке, спускаемой на забой фонтанной, насосной скважины либо до приема насоса УЭЦН.

Технология периодического дозирования ингибитора АСПО с последующей циркуляцией для защиты насосных скважин.

Информация содержит коммерческую тайну.

Что касается механизма действия ингибитора, то он 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 проводиться в течении длительного времени, чтобы успела образоваться гидрофильная пленка, но перед этим необходимо остановить скважину, очистить стенки труб от парафиновых отложений [30].

Депрессаторы - широко-применяемый традиционный метод замедления образования АСПО. Это поверхностно-активные вещества (полиолефины, сложные эфиры, высокомолекулярные кетоны, спирты, соли металлов, силикатно - сульфанольные 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 [30].

Вещества обрисовывающие 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, силикатно-сульфанольные растворы, сульфанированные щелочные линии. Применение реагентов используют совместно для борьбы с нефтяными эмульсиями, коррозией и солеотложениями промышленного оборудования [30].

Помимо высокой стоимости химических реагентов, существует большая сложность с подбором эффективного ингибитора. Как правило, в процессе разработки существуют постоянные изменения условий эксплуатации, то здесь

необходим профессионализм и промысловый опыт для борьбы с отложениями. Прежде чем выбрать конкретный ингибитор, необходимо знать точный состав асфальтосмолопарафинов, механизм его образования, и исследовать ингибитор в лабораториях к конкретному отложению. Окончательное решение зависит от объективного технико-экономического анализа.

2.1.3 Тепловые способы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

Информация содержит коммерческую тайну

Технология проведения тепловых обработок при помощи АДПМ (Агрегат для депарафинизации, передвижной, модернизированный) или ППУ (Парогенераторная передвижная установка) добывающих скважин и нефтепроводов сочетает в себе два фактора воздействия на АСПО: депарафинизация происходит за счет расплавления и последующего растворения АСПО в нагретом восходящем потоке ГЖС; депарафинизация происходит за счет снижения сил сцепления отложений на нагретой поверхности контакта с металлической трубой, отделения парафиновой массы и последующего срыва и выноса ее потоком ГЖС (горячей нефти).

Объем нефти необходимый для проведения тепловой обработки (при использовании АДПМ) для скважин определяется расчетом. Объем нефти необходимый для проведения тепловой обработки скважин может уточняться в зависимости от производительности скважин, обводненности продукции, результатов предыдущих промывок, объема имеющихся автоцистерн.

Тепловые обработки с помощью агрегата АДПМ и ППУ проводят на добывающих скважинах оборудованных УШГН (УЭЦН), при увеличении нагрузки на головку балансира для УШГН (росте токовой нагрузки для УЭЦН), снижении дебита, заклинивании оборудования. Также могут проводиться плановые профилактические обработки скважин.

Технология проведения тепловых обработок при помощи АДПМ (ППУ) добывающих скважин и нефтепроводов сочетает в себе два фактора воздействия на АСПО:

- депарафинизация происходит за счет расплавления и последующего растворения АСПО в нагретом восходящем потоке ГЖС;
- депарафинизация происходит за счет снижения сил сцепления отложений на нагретой поверхности контакта с металлической трубой, отделения парафиновой массы и последующего срыва и выноса ее потоком ГЖС (горячей нефти).

Технологическая схема тепловой обработки скважин с использованием АДПМ представляет собой обратную промывку скважины горячей нефтью. Тепловая обработка с использованием АДПМ может проводиться по двум вариантам:

1 вариант. Для исключения возможности заклинивания оборудования растворенными и отслоившимися АСПО, вследствие низких скоростей подъема жидкости в НКТ (менее 0,04м/сек) для скважин с дебитом менее 10м³/сут и для скважин находящихся в ожидании тепловой обработки на первом этапе затрубное пространство скважины заполняется холодной нефтью до устья. На втором этапе запускается нагреватель агрегата АДПМ и в затрубное пространство закачивается нагретая нефть;

2 вариант для скважин с дебитом более 10м³/сут (скорость подъема жидкости в НКТ более 0,04м/сек) закачка нефти в затрубное пространство начинается одновременно с запуском нагревателя АДПМ.

При закачке горячей нефти рекомендуемый объем не должен превышать 27м³, так как согласно, проведенных исследований для условий Удмуртии увеличение объема свыше 27м³ не приводит к увеличению температуры нефти более чем 30 °С на глубине свыше 500 метров.

При проведении тепловой обработки с использованием АДПМ контролируют давление в нагнетательной линии и температуру закачиваемой нефти.

Технологическая схема тепловой обработки скважин с использованием ППУ представляет собой закачку пара в затрубное пространство скважины.

При проведении тепловой обработки с использованием ППУ контролируют давление в нагнетательной линии и температуру закачиваемого пара.

Технологическая схема тепловой обработки скважины представляет собой закачку нефти (пара), нагретую АДПМ, ППУ. При закачке контролируют давление в нагнетательной линии и температуру закачиваемой нефти (пара).

При проведении промывки на добывающих скважинах оборудованных УЭЦН температура нефти (пара) не должна превышать 70 °С (для исключения возможности оплавления кабеля).

Обязка оборудования при проведении тепловой обработки должна обеспечивать герметичность процесса.

Принцип работы линейного нагревателя заключается в следующем: Электрический ток, проходя по жилам линейного нагревателя, изменяет их внутреннюю энергию. Это приводит к нагреву токопроводящих жил, так как возрастание кинетической энергии молекул приводит к увеличению сопротивления материала токопроводящих жил, а согласно закону Джоуля-Ленца количество теплоты, выделяющейся на проводнике прямо пропорционально его сопротивлению и квадрату силы тока ($Q = I^2R$). Тепло от жил передается на изоляционную оболочку и через нетканую ленту на броню кабеля. По мере роста температуры брони будет возрастать разность между температурой нагревателя и температурой окружающей среды, следовательно, будет возрастать и мощность теплоотдачи нагревателя в окружающую среду. Через некоторое время это приведет к тому, что температура брони перестанет увеличиваться, т. е. внутренняя энергия жил линейного нагревателя перестанет изменяться, следовательно, работа электрического тока полностью превращается в теплоту ($Q=A$).

Перед внедрением линейного нагревателя производится расчет теплового поля скважины с использованием специализированной компьютерной программы, а также расчет характеристик греющего кабеля (длина, сечение и материал) для обеспечения заданного теплового режима.

Для получения достоверных данных о распределении температуры добываемой жидкости по стволу скважины создается математическая модель распределения тепловых полей и температуры добываемой жидкости в скважине.

Основным параметром, определяющим процесс управления, а следовательно, и режим работы линейного нагревателя, является значение температуры насыщения нефти парафином, характерное для каждой отдельно взятой скважины. Температура насыщения нефти парафином определяется в лабораторных условиях путем исследования поверхностной пробы нефти, взятой из конкретной скважины.

Использование линейных нагревателей.

Преимущества:

- возможность применения в скважинах различной конфигурации, протяженности и режимов работы;
- полное исключение других мероприятий по предотвращению образования и удалению АСПО при эксплуатации скважины;
- работа в автономном режиме без непрерывного контроля со стороны обслуживающего персонала.

Недостатки:

- достаточно высокая стоимость оборудования;
- относительно высокие текущие затраты на электроэнергию.

Нагревательные кабели плоского сечения устанавливаются в скважину одновременно со спуском насосно-компрессорной трубы и насоса, что значительно снижает затраты на монтаж. Кабель крепится к НКТ с помощью металлических поясов аналогично креплению кабельных линий питания погружных электроцентробежных насосов. Вывод кабеля из скважины осуществляется через сальниковое устройство, аналогичное уплотнительному устройству используемого при монтаже кабелей питания ЭЦН.

Недостатками данных методов являются их высокая энергоёмкость, электро- и пожароопасность, ненадежность и низкая эффективность применяемых технологий [31].

Удаление АСПО перегретым паром

Применение перегретого пара, вырабатываемого паропередвижными установками типа ППУА-1200/100, с температурой до 310°C и давлением до 10 МПа для целей скважинной борьбы с отложениями малоэффективно. При подаче пара в скважину происходит интенсивная конденсация пара и, на глубине 300-400 м температура пара снижается до температуры скважины.

Более эффективной является технология, при реализации которой НКТ поднимают на поверхность, помещают в кассеты по 10-20 труб в каждую и обрабатывают перегретым паром. Размягчённые и расплавившиеся отложения удаляют с помощью поршней, которые вставляют в трубы.

Технология удаления перегретым паром широко применяется для удаления АСПО из нефтесборных коллекторов скважин. Для осуществления технологического процесса выбирают коллектора с интенсивным отложением парафина.

Задвижки и запорная арматура коллекторов, нефтепроводные коммуникации намеченные для проведения работ, должны быть в исправном состоянии и не вызывать осложнений при осуществлении технологического процесса.

Для осуществления очистки от АСПО нефтесборного коллектора скважина останавливается. Трубная и затрубная задвижки должны быть перекрыты. Наконечник ППУ соединяется с нефтесборным коллектором ввинчиванием в специальный технологический пропарочный патрубок. Острый пар с температурой порядка 130°C подаётся непосредственно в нефтесборный коллектор, растепляя и переводя в подвижное состояние отложения АСПО. Во время пропарки контролируется давление в ППУ, при снижении которого (при неизменном расходе) процесс пропарки прекращают, нагнетательную линию от ППУ разбирают, открывают трубную задвижку и запускают скважину в работу. В случае образования непроходимой пробки в нефтесборном коллекторе (в

зимнее время) данная технология неприменима, прогревание трубопровода проводят с наружной стороны.

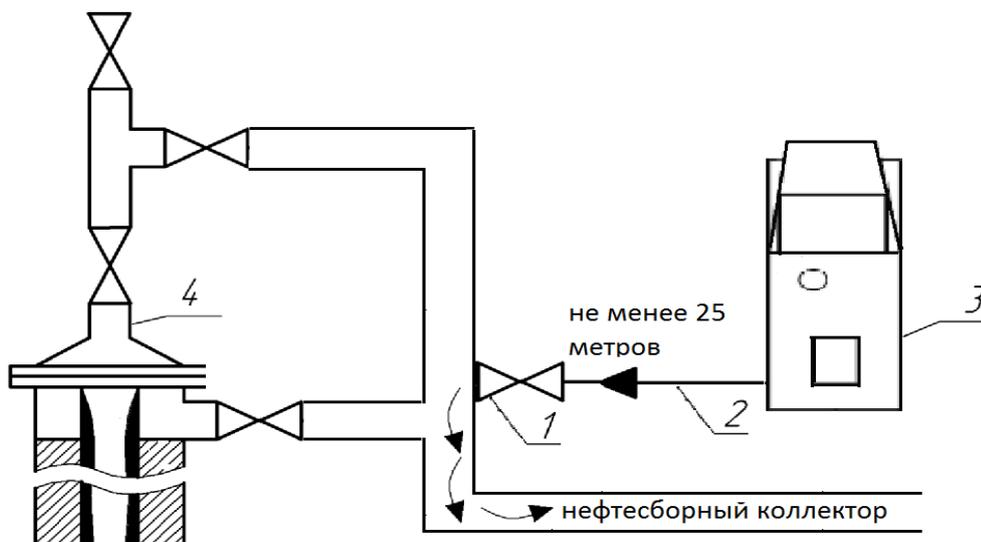


Рисунок 10 - Принципиальная схема удаления АСПО из нефтесборного коллектора паром:

- 1) технологический пропарочный патрубок;
- 2) нагнетательная линия от ППУ;
- 3) ППУ;
- 4) фонтанная арматура.

2.2 Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами, методом воздействия магнитного поля

Работа электроцентробежных насосов (ЭЦН) в осложнённых условиях добычи предъявляет повышенные требования, как к отдельным элементам конструкции, так и в целом к ЭЦН как к сложному агрегату.

Магнитное воздействие может быть эффективным средством управления такими осложнениями нефтедобычи как солеотложения, пескопроявления (генерация дисперсной минеральной фазой) и парафиноотложения.

Применение магнитных активаторов для борьбы с АСПО

Проблема борьбы с отложениями парафина, смол, асфальтенов, солей и коррозией на нефтяном оборудовании при эксплуатации месторождений

Западной Сибири продолжает оставаться одной из самых актуальных, от успешного решения которой зависит текущая добыча нефти, а также нефтеотдача в целом. При добыче нефти одной из перечисленных проблем, вызывающих осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования, являются асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО). Этому способствуют и специфические условия разработки и эксплуатации месторождений, а также физико-химические и реологические свойства нефтей. Накопление АСПО на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ), в проточной части насосного оборудования приводит к сокращению межремонтного периода работы скважин (МРП). На процесс образования

Одними из перспективных из них являются физические, на основе воздействия магнитных полей на добываемую продукцию с использованием магнитных устройств. Работа магнитных устройств приводит к изменению физико-химических свойств перекачиваемой через магнитное устройство смеси (МУС), вследствие чего количество АСПО и солей на стенках НКТ, нефтепроводах, наземном и другом оборудовании значительно снижается. Сущность метода заключается в том, что водонефтяная эмульсия или вода пускается через рабочий зазор магнитного контура, где приобретает новые физические свойства, не изменяя своего химического состава. Присутствующие в нефтескважинных жидкостях неорганические соли и асфальто-смоло-парафины, обработанные магнитным полем, теряют способность создавать твердые отложения на внутренних поверхностях оборудования, происходит разрушение центров их кристаллизации, они не выпадают в осадок в процессе движения, а выносятся потоком наверх на устье, где отделяются от нефти при дальнейшей технологической подготовке .

В целом метод обработки водонефтяной эмульсии и воды магнитными полями имеет следующие достоинства:

1. При обработке нефти магнитными полями снижается интенсивность образования асфальто-смоло-парафиновых отложений до 90% и солеотложений до 45%. Вероятность образования гидратных пробок снижается в 3-5 раз.

2. Омагниченная вода имеет пониженную коррозионную активность. Наблюдается уменьшение скорости коррозии для стали до 50% при первичной обработке водных систем. При непрерывном воздействии магнитного поля в замкнутых системах циркуляции антикоррозийный эффект достигает 95% [2].
3. Омагниченная вода снижает набухаемость глин в призабойной зоне пласта и при закачке ее в пласт, в связи с изменением физических свойств, увеличивается приемистость нагнетательных скважин.
4. Омагниченная вода имеет температуру замерзания на 5-10°C ниже, чем обычная вода, что повышает эксплуатационную надежность системы ППД в зимнее время года.

Одним из предприятий по изготовлению и внедрению магнитных устройств в лифтовых колоннах скважин и нефтепроводах занимается ЗАО «Геопромысловые 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. По эффективности работы и техническим характеристикам активаторы во многом представляют собой аналоги активаторов американских фирм, однако по цене дешевле более чем в 4 раза. Пример магнитного активатора АМС-73М показан на рисунке 11.

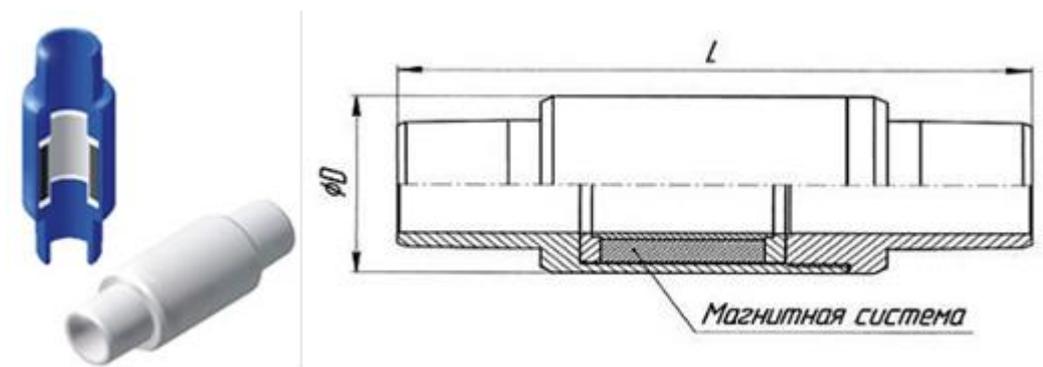


Рисунок 11 - Магнитный активатор АМС-73М

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, схема установки показана на рисунке 12.

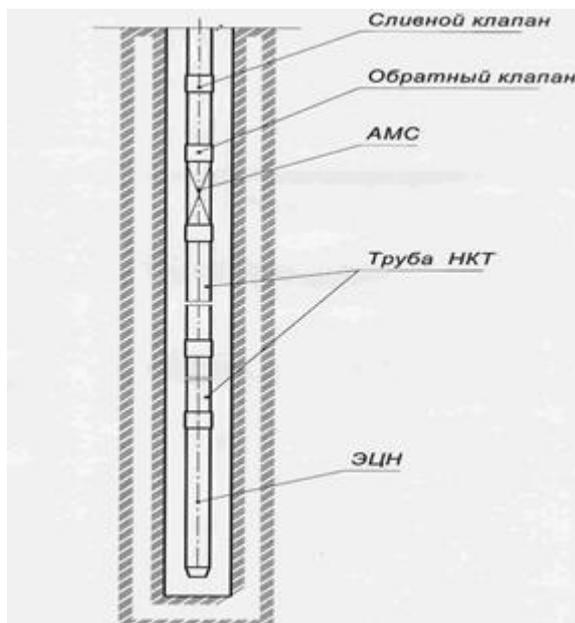


Рисунок 12 - Схема установки магнитного активатора в компоновке электроцентробежного насоса

Безреагентный 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 ГЗУ «Спутник», с целью предупреждения солеотложений.



Рисунок 13 - Магнитные камеры на устье и на входе в ГЗУ «Спутник»

Магнитные устройства (рисунок 13) ЗАО «Геопромышленные новации» были опробованы в различных нефтегазодобывающих предприятиях. Магнитный активатор показал высокую эффективность при испытаниях (при расчетном межочистном периоде скважины в 45 суток НКТ с активатором эксплуатируется без очистки свыше 5 месяцев; при подъеме НКТ через 47 суток от начала испытаний отложений парафинов не имелось).

Промышленные испытания магнитных активаторов АМС в ряде месторождений показали повышение среднего дебита жидкости в скважинах на 10-20%, увеличение межремонтного периода в 3-8 раз.

Активатор магнитный скважинный (АМС) простой при эксплуатации, не нарушает технологический процесс, не оказывает отрицательного действия на обслуживающий персонал и окружающую среду. При повторном спуске АМС в скважину, достаточно очистить ее проходное сечение от ферромагнитных частиц (окалина, продукты коррозии, стружка и т.п.)

Вывод:

Магнитный активатор предназначен для предотвращения отложения АСПО на стенках НКТ, нефтепроводах, наземном и другом оборудовании, а также отложений солей и коррозии на стенках нефтескважинных труб.

1. Магнитные устройства при внедрении не нарушают технологический процесс, не ухудшают выход скважин на режим, позволяют сократить количество ремонтов и увеличит МРП, что существенно снижает себестоимость добычи нефти.
2. Использование магнитных устройств не оказывает отрицательного влияния на обслуживающий персонал и окружающую среду [32].

2.3 Особенности покрытия трубного сортамента, для борьбы и предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений

В связи с постоянным возрастанием интенсивности проявления осложняющих факторов при добыче нефти, в последние годы спрос на

композитные технологии в производстве трубных изделий для промышленных трубопроводов и внутрискважинного оборудования также существенно вырос. Применение труб из композитных материалов позволяет многократно увеличить эффективность работы скважин и снизить эксплуатационные расходы благодаря инертности композитов по отношению к большинству осложняющих факторов и, соответственно, кратно более продолжительному сроку эксплуатации труб из композитных материалов по сравнению со стальными.

ООО «САФИТ» разрабатывает НКТ для добывающих, нагнетательных, утилизационных и газлифтных скважин. Мировой опыт внедрения показывает, что применение композитных труб позволяет существенно снизить эксплуатационные затраты, увеличить срок безаварийной эксплуатации оборудования, исключить необходимость применения ингибиторов коррозии, а также уменьшить темпы отложения солей и АСПО.

В отличие от стальных аналогов, композитные НКТ, как и трубопроводы, не подвержены воздействию кислотных, соляных, щелочных, сероводородных и кислородосодержащих соединений.

Особое внимание уделяется законцовкам труб, так как зачастую при многократном повторении цикла «монтаж-демонтаж» происходит «разломачивание» и разгерметизация резьбовых соединений. Для преодоления данной проблемы все НКТ разработки ООО «САФИТ» комплектуются наружными металлическими законцовками, которые оснащены штатным резьбовым коническим соединением (ГОСТ 633). Стальные концевые элементы связываются с композитной трубой методом механической поперечной прошивки стальными штифтами, а герметичность обеспечивается уплотнениями.

Монтаж и демонтаж композитных трубопроводов производятся с помощью штатного инструмента (элеватор, подвеска, гидроключ) без привлечения специализированного геофизического оборудования.

Конструкторы компании ООО «САФИТ» приступили к разработке нагреваемой трубы для транспортировки высоковязкой нефти, а также продукции с высоким содержанием смол и парафинов.

Аналогичное решение разрабатывается и для НКТ. Предполагается, что внедрение данной технологии позволит предотвратить отложение парафинов и смол на внутренних стенках трубы.

Существенных успехов позволяет добиться применение НКТ с покрытиями серии ТС3000 в скважинах, подверженных образованию АСПО. Межочистной период (МОП) по итогам ОПИ на месторождениях предприятий увеличился многократно (рисунок 13).

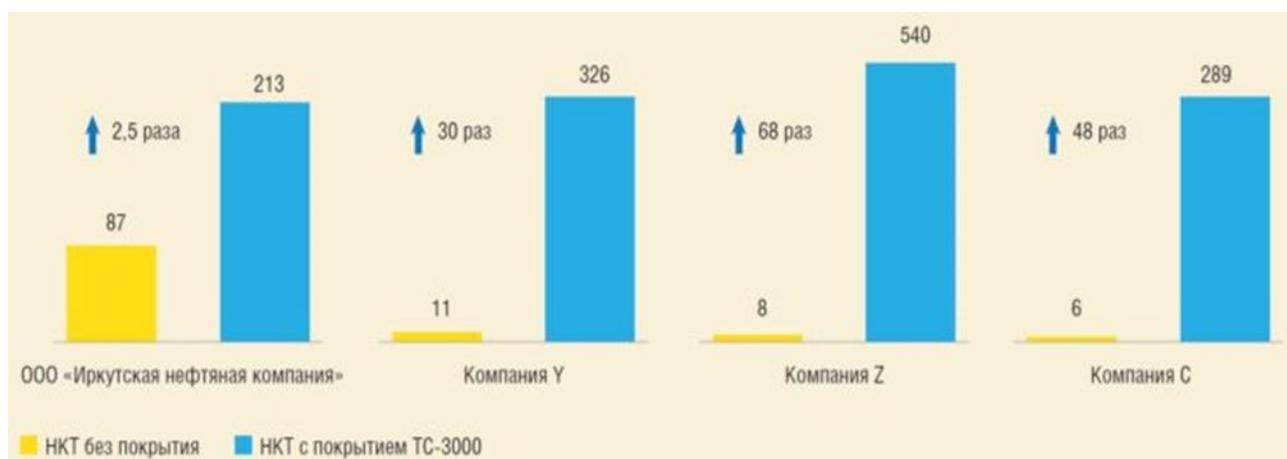


Рисунок 13 - Средний межочистной период по депарафинизации до и после применения покрытия ТС-3000F, сут.

Компания «Техномаш» входит в состав международного холдинга Nilong Group, который является производителем высокотехнологичного оборудования, оказывает комплексные нефтесервисные услуги с 2002 года и включает в себя более 40 предприятий в пятнадцати странах мира.

В 2012 году было открыто первое предприятие группы компаний Nilong в России – завод «Техномаш». Основное направление деятельности завода – это нанесение защитных покрытий на внутреннюю поверхность труб нефтяного сортамента.

Покрытия серии TC3000 предназначены для защиты внутренней поверхности НКТ и линейных труб от всех видов коррозии, АСПО, солеотложений, истирания штангами и центраторами.

За годы присутствия компании на российском рынке продукция ООО «Техномаш» прошла лабораторные испытания и успешно эксплуатируется на месторождениях ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз» и многих других компаний. Применение трубной продукции с покрытиями серии TC3000 обеспечивает значительный рост наработки, что гарантированно ведет к снижению затрат на добычу нефти.

Трубы с внутренними защитными покрытиями используются во всем мире уже более 60 лет. Применение полимерных покрытий на внутренней поверхности труб позволяет защитить ее как от общей коррозии, так и от воздействия CO_2 , H_2S и сульфатовосстанавливающих бактерий. При этом снижается скорость образования АСПО, солеотложений, и истирания внутренней поверхности труб штангами и их центраторами, а также улучшаются гидравлические характеристики потока.

Материалы покрытий серии TC3000 разработаны Hilong Group и различаются в зависимости от условий и задач применения.

Технологический процесс нанесения покрытия TC3000 состоит из нескольких основных этапов (рисунок 14):

- входной контроль;
- подготовка внутренней поверхности трубы посредством термического обезжиривания (при температуре 400°C) и пескоструйной обработки;
- нанесение и полимеризация первого слоя покрытия (праймер);
- нанесение и полимеризация второго слоя (основной слой) покрытия (каждый этап нанесения покрытия сопровождается контрольными операциями);
- маркировка и упаковка труб.



Рисунок 14 - Технология нанесения покрытия серии ТС3000

Покрытия серии ТС делятся на жидкие и порошковые, при этом толщина жидких покрытий варьирует в интервале от 150 до 250 мкм, а порошковых – от 175 до 500 мкм (в зависимости от типа и назначения покрытия).

Надо отметить, что минимальная толщина покрытия обусловлена следующими параметрами:

- при толщине сухой пленки от 150 мкм внешний вид покрытия сохраняется в хорошем состоянии;
- повышается ударная стойкость покрытия;
- увеличиваются износостойкость и ее продолжительность;
- повышается продолжительность устойчивости к водяному пару;
- от толщины покрытия зависят его гидрофобные свойства: при толщине пленки 25~100 мкм водопроницаемость составляет $90 \sim 1150 \text{ г}/(\text{см}^2 \cdot \text{Д}) \cdot 10^{-5}$; 70~150 мкм – $33 \sim 653 \text{ г}/(\text{см}^2 \cdot \text{Д}) \cdot 10^{-6}$; 150~250 мкм – $27 \sim 340 \text{ г}/(\text{см}^2 \cdot \text{Д}) \cdot 10^{-7}$.
- усиливается стойкость к агрессивным средам.

На рынке труб с покрытиями присутствуют компании, которые наносят покрытия с толщиной сухой пленки менее 150 мкм, что приводит к снижению стоимости конечной продукции (за счет уменьшения расхода покрытия), но надо отметить, что это также влияет на защитные свойства покрытия, в том

числе в отношении времени сохранения заявленных характеристик. Именно поэтому минимальная толщина покрытий серии ТС составляет 150 мкм.

Ключевое преимущество технологии нанесения состоит в том, что нанесение покрытий осуществляется не только на внутреннюю поверхность НКТ, но и на торцы труб, первые заходные витки резьбы ниппеля НКТ, а также на межниппельное пространство муфты, благодаря чему достигается 100% покрытие внутренней поверхности трубы (рисунке 15). Данная технология нанесения покрытия является общепризнанной и ее эффективность подтверждена многолетней практикой применения во всем Мире (Россия, Китай, США, Канада, страны ОПЕК и др.).

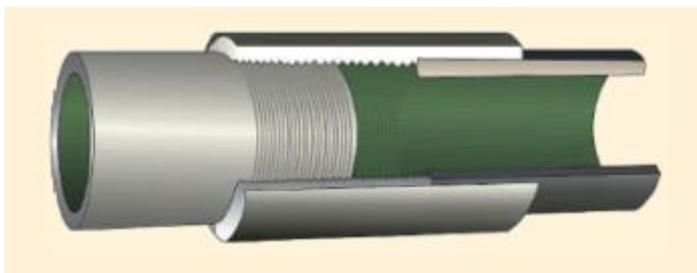


Рисунок 15 - 100% охват внутренней поверхности труб покрытием

Экономический эффект для осложненных скважин при применении защитных покрытий серии ТС3000 достигается за счет увеличения наработки НКТ на отказ, увеличения/отсутствия МОП, отсутствия затрат на закуп новых НКТ, сокращения числа ремонтов скважин и потерь нефти из-за простоев, что в конечном счете приводит к снижению стоимости добычи нефти.

2.4 Технические усовершенствования технологического оборудования для повышения эффективности эксплуатации осложненных технологий скважин

Для повышения надежности работы скважин осложненного фонда и сокращения числа отказов внутрискважинного оборудования ГК «Система-Сервис» предлагает использовать технологию вывода свободного газа из подпакерной зоны и СУ с частотным преобразователем для УШГН, технологию

E-lift, а также гидроуправляемый клапан КПУ-114. Рекомендуемый подход к предотвращению механического повреждения нефтепогружного кабеля (МПК):

– замена освинцованного кабеля на кабель КИФБП и внедрение вращающихся центраторов при спуске оборудования в горизонтальный участок скважины.

Для сокращения затрат на бурение скважин и вовлечения объектов многопластовых месторождений в разработку ГК «Система-Сервис» продолжает совершенствование и внедрение систем одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ).

Наконец, для решения большинства проблем, связанных с влиянием осложняющих факторов при добыче нефти, разработан погружной низкооборотный электродвигатель ЭДСС в комплекте с УЭВН.

ГК «Система-Сервис» обслуживает более 6 тыс. скважин, оборудованных установками электропогружных насосов (УЭПН), 17% которых относятся к осложненному фонду. К основным осложняющим факторам, влияющим на работу ЭПН на обслуживаемом фонде, относятся высокое содержание газа на приеме насоса; отложение солей, образование АСПО на рабочих органах ЭПН; превышение допустимой кривизны ствола скважины; вынос мехпримесей; высокие агрессивность и вязкость добываемой продукции.

По запросу ряда заказчиков для борьбы с высоким содержанием газа на приеме ШГН и сокращения количества ремонтов из-за срыва подачи при эксплуатации скважины однолифтовой установкой ОРЭ специалисты ГК «Система-Сервис» предложили технологию вывода свободного газа из подпакерной зоны на устье скважины с применением капиллярного трубопровода и устройства герметичного ввода капилляра (рисунок 16).

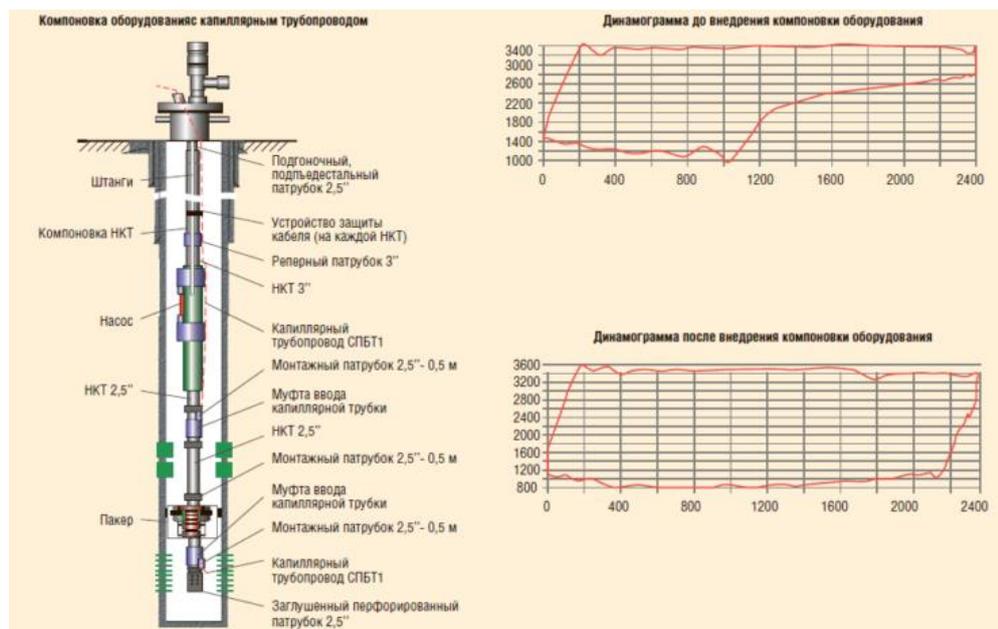


Рисунок 16 - Вывод газа из подпакерной зоны

Применение капиллярного трубопровода позволило полностью исключить срывы подачи ШГН.

К преимуществам данной технологии по сравнению с использованием пакера с газоперепускным клапаном можно отнести отсутствие клапана, исключающее ремонт по причине его отказа; возможность продувки капиллярного трубопровода; а также возможность вывода газа на поверхность за исключением случаев накопления газа в затрубном пространстве.

Станция управления с частотным преобразователем для ШГН

В разработанных станциях управления (СУ) с частотным преобразователем для ШГН (рисунок 17) реализованы функции защиты от обрыва ремней и зависания штанг. Алгоритмы защиты работают по всем энергетическим параметрам двигателя. К контроллеру подключаются датчики давления, счетчики количества жидкости (СКЖ), электроконтактные манометры (ЭКМ), расходомер «Взлет», динамограф ДДС-04.



Рисунок 17 - Внешний вид СУ с частотным преобразователем для ШГН с открытой малой дверцей управления

Реализована возможность работы в периодическом режиме, а также по режиму с заданием до трех интервалов в сутки, в каждом из которых двигатель будет работать на разных частотах. В случае использования СУ в комплекте с частотным преобразователем, динамографом, уровнемером или системой погружной телеметрии (ТМС) скважина может эксплуатироваться с поддержанием заданного уровня жидкости на приеме насоса, или по оптимальному наполнению насоса. Наличие GPRS-модема в составе СУ позволяет контролировать работу двигателя, дистанционно управлять режимом работы и изменять все уставки защит.

Эффект от внедрения СУ достигается в результате обеспечения бесперебойной работы скважин с нестабильным притоком из пласта при низких забойных давлениях. По функционалу данная СУ ничем не уступает станции на базе контроллера зарубежного производства, а по стоимости значительно выигрывает. К станциям были подключены все вторичные приборы (динамограф, уровнемер, расходомер), что позволило обеспечить оптимальный

уровень давления на приеме насоса в условиях нестабильных и низких пластовых давлений.

Технология e-lift

Для обеспечения устойчивой работы УЭПН при добыче сверхвязкой нефти (СВН) при использовании парогравитационного дренирования продуктивного пласта в условиях низких забойных давлений, высоких содержания газа на приеме насоса и температуры откачиваемой продукции предлагается применять технологию E-lift. Ее суть заключается в спуске в скважину УЭПН внутри дополнительной колонны НКТ с герметизированным нижним отверстием и дополнительными сквозными отверстиями ниже динамического уровня (рисунок 18). Пар и газ выделяются из продукции скважины и отводятся на поверхность по межтрубным кольцевым пространствам, а разгазированная продукция откачивается погружной насосной установкой с кожухом. Данная схема исключает срывы подачи.

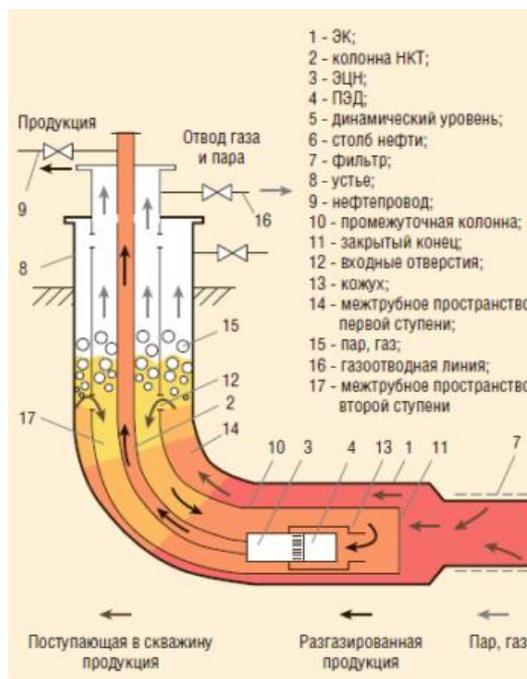


Рисунок 18 - Технология E-lift

Гидроуправляемый клапан кпу-114

Для защиты погружного оборудования от срывов подачи на скважине НГДУ «Нурлатнефть» совместно с ООО «НПФ «Пакер» был разработан и внедрен гидроуправляемый клапан КПУ-114. Его применение позволяет менять

точку отбора жидкости без извлечения или перемещения погружного оборудования по стволу скважины (рисунок 19).

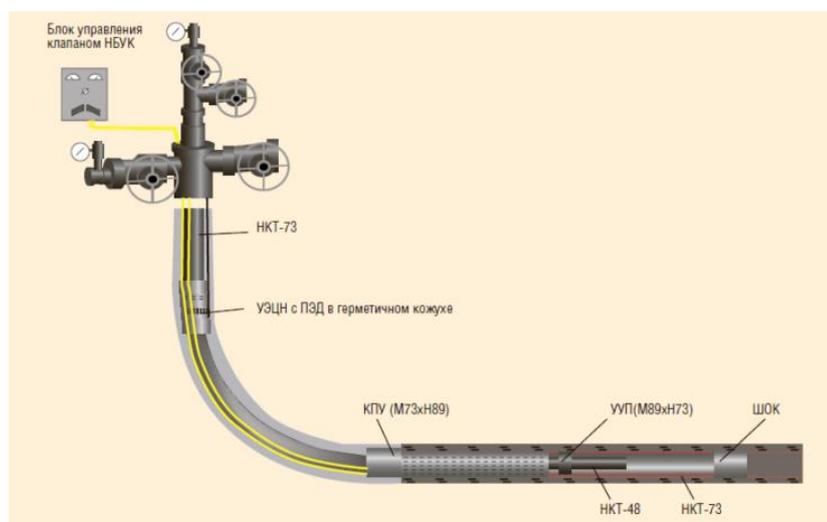


Рисунок 19 - Гидроуправляемый клапан КПУ-114

Клапан управляется при помощи маслосистемы, в которую через капиллярный трубопровод подается масло. Когда клапан открыт, подъем жидкости осуществляется через фильтровую часть кожуха. Если происходит прорыв пара или начинается неравномерная разработка участка, клапан закрывается, и жидкость начинает поступать через обратный клапан, благодаря чему достигается равномерная разработка фильтровой части битумного месторождения.

Результатом реализации мероприятий и технологий, направленных на борьбу с осложняющими факторами, стал рост МРП обслуживаемого фонда скважин с УЭЦН [34].

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Вильдановой Анне Александровне

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, информационных и человеческих, финансовых,	Технические данные специальной погружной кабельной установки;
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Стоимость проведения операции по модернизации скважины специальным погружным кабельным устройством.
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Амортизация, энергоресурсы, заработная плата.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведены расчеты на затраты по установке в скважину специального погружного кабельного устройства
Планирование и формирование бюджета научных исследований	Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Выявлено, что модернизация скважины специальным погружным кабельным устройством является альтернативной, т.к. бюджет, затраченный на замену не велик по сравнению с полученной прибылью.

Перечень графического материала

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Вильданова Анна Александровна		

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Стоит отметить, что преобладающим методом борьбы с осложнениями является химическая обработка ингибиторами, 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. Целесообразность применения капиллярных систем для осложненных скважин определяется экономической эффективностью.

Годовая экономическая эффективность от применения комплекта оборудования определяется:

$$\text{Эф} = Q_n \cdot (T_{\text{раб}} - T_{\text{рем}}) \cdot C_n - Z_o, [5]$$

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:

$$T_{\text{раб}} = 365 - T_{\text{рем}} [6],$$

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

Расчет простоя скважины во время ремонта за скользящий год:

$$T_{\text{рем}} = N_{\text{рем}} \cdot (t_{\text{рем}} + t_{\text{доп}}/24) + 1 [7],$$

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:

$$Z_o = Z_{\text{рем.скв}} + Z_{\text{рем.об}} + Z_{\text{техн}} [8],$$

где $Z_{\text{рем.скв}}$ – затраты на ремонт скважины, руб./год;

$Z_{\text{рем.об}}$ – затраты на ремонт скважинного оборудования, руб./год;

$Z_{\text{техн}}$ – затраты на внедрение комплекта оборудования, руб./год.

Затраты связанные с ремонтом скважины бригадой ПРС:

$$Z_{\text{рем}} = N_{\text{рем}} \cdot t_{\text{рем}} \cdot S_{\text{рем прс}} [9],$$

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

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

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

Общие затраты на ремонт скважинного оборудования:

$$Z_{рем.об.} = S_{рем.об.} \cdot N_{рем} [10],$$

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

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

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

$$Z_{техн.} = C_{технол.} + Z_{монтаж.} + Z_{хим.} + Z_{обсл.год} + Z_{элект} [11],$$

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

$Z_{монтаж.}$ – 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:

$$Z_{хим.} = V_{доз.} \cdot T_{доз.} \cdot C_{хим.реагента},$$

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:

$$Z_{обсл.год} = Z_{обсл.} \cdot T_{обсл.},$$

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

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

Годовые затраты на электроэнергию:

$$Z_{\text{электр.}} = N \cdot C_{\text{эн.}} \cdot T_{\text{раб.устан.}}$$

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

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

$T_{\text{раб.устан.}}$ – время работы дозировочного насоса за год, час.

Стоимость годовой потери не добытой нефти из-за простоя:

$$П_{\text{н}} = Q_{\text{н}} \cdot C_{\text{н.}} \cdot П_{\text{р}} \cdot C_{\text{р}},$$

где $Q_{\text{н}}$ – дебит по нефти, м3/сут;

$C_{\text{н.}}$ – отпускная стоимость нефти, доллар/баррель;

$C_{\text{р}}$ – стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час;

$П_{\text{р}}$ – средняя продолжительность ремонта, час.

На основании приведенных выше формул для расчёта годовой экономической эффективности, можно произвести расчёт на примере скважины с дебитом $Q = 42,5$ т/сут., обводненность 60%, дебит по нефти $Q_{\text{н}} = 17$ 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 3, 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 3 - Внедрение на скважине, 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	2500	2500

	бригадой ПРС, руб./час		
5	Средняя стоимость ремонта насоса от солеотложений руб./ед.	225000,40	225000,40
6	Отпускная стоимость нефти, доллар/баррель	48	48
7	USD ЦБ	65,5331	65,5331
8	Затраты на приобретение оборудования СПКУ, руб.	-	447500
9	Химический реагент, руб/т	-	50000
10	Затраты на монтаж капиллярной системы, руб.	-	50000
11	Затраты на обслуживание, руб./мес	-	33000
12	Затраты на приобретение реагента, руб. (из расчета средней дозировки 3л/сутки)	-	54750
13	Затраты на обслуживание, руб/год	-	396000
14	ВСЕГО затрат на приобретение и обслуживания СПКУ	-	948250
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.	1680000	240000
18	Простой скважины во время ремонта, суток/год	21	3

19	Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./ сутки	353324,14	50474,8
20	Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./год	7419807,1	1059972,44
21	Общие затраты на ремонт насосов руб./год	3150005,6	450000,8
	ВСЕГО ПОТЕРЬ	12603136,8	1800448,04
	ИТОГО	12603136,8	2748698,04
	Экономический эффект от внедрения, руб.	9854438,76	

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
3-2Б43Т	Вильдановой Анне Александровне

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования	Объектом исследования ВКР является анализ эффективности методов борьбы с осложнениями на добывающих скважинах
--	---

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); 	<p>Вредные факторы на Полуденном месторождении:</p> <ul style="list-style-type: none"> -недостаточная освещенность рабочей зоны - высокий уровень шума; - высокий уровень вибрации; - отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; - утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. Опасные факторы: - электрический ток - механические травмы <p>Средства защиты</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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. 	<p>Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> Охрана атмосферы Охрана гидросферы Охрана литосферы и животных

<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>	<p>Правовую основу защиты в чрезвычайных ситуациях составляют отдельные разделы законов «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «О пожарной безопасности», «Об охране окружающей среды». В районе деятельности возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций: - техногенного характера; - природного характера;</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: -специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Порядок организации работы по обеспечению безопасных условий труда, регулирование трудовых отношений между работодателем и работником определяется «Трудовым кодексом Российской Федерации», общегосударственными и отраслевыми НД в области охраны труда. Основным направлением работ по охране труда в организациях является планомерное осуществление комплекса организационно- технических мероприятий по созданию здоровых и безопасных условий труда на всех уровнях производства</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Вильданова Анна Александровна		

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность (social responsibility) - ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этичное поведение, которое:

- содействует устойчивому развитию, включая здоровье и благосостояние общества;
- учитывает ожидания заинтересованных сторон;
- соответствует применяемому законодательству и согласуется с международными нормами поведения;
- интегрировано в деятельность всей организации и применяется в ее взаимоотношениях.

Основным способом разработки нефтяных месторождений в Российской Федерации на сегодняшний день является заводнение, при этом способе эффективность извлечения нефти зависит от полноты охвата пласта воздействием закачиваемой воды. Высокая неоднородность продуктивных пластов, связанная с наличием в них высокопроницаемых пропластков, приводит к быстрому прорыву воды в добывающие скважины и, как следствие, ухудшению технико-экономических показателей разработки месторождений и снижению нефтеотдачи пластов.

Целью данного раздела является создание оптимальных норм для обеспечения производственной безопасности человека, повышения его производительности, сохранения работоспособности в процессе деятельности, а также охраны окружающей среды.

4.1. Производственная безопасность

Недропользователь обязан обеспечить надлежащее техническое оборудование и создавать условия работы, соответствующее правилам охраны труда.

Согласно ГОСТ 120003-74. ССБТ, вредные и опасные факторы на кустовой площадке могут быть весьма разнообразными, их можно

классифицировать по нескольким группам: механические, химические, физические, психофизиологические.

Перечень опасных и вредных факторов, характерных для разработки месторождения (Таблица 4).

Таблица 4 - Перечень опасных и вредных факторов

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: контроль и обеспечение бесперебойной работы оборудования	1. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток	1. Параметры микроклимата устанавливаются СанПин 2.2.4-3359-16[2]; 2. Шум на рабочих местах устанавливается СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [3] 3. Производственная вибрация устанавливается СН2.2.4/2.1.8.566[4] 4. Электробезопасность устанавливается ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ[5]

4.1.1 Анализ вредных веществ

Необходимость регулярно проводить работы в ночное время требует повышенного внимания к освещенности территории. Для снижения

негативного влияния, оказываемого данным фактором, необходимо оборудование площадок осветительными приборами, выдача сотрудникам личных осветительных устройств, регулярный контроль за качеством освещения площадок. Необходимая освещенность рабочих мест регламентируется законодатель и приведена в таблице 5 .

Таблица 5 – Освещенность мест производства работ вне зданий

Разряд зрительной работы	Отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего	Минимальная освещенность в горизонтальной плоскости, лк
IX	Менее 0,005	50
X	От 0,005 до 0,01	30
XI	Св. 0,01 0,002	20
XII	«0,02» 0,05	10
XIII	«0,05» 0,1	5
XIV	Св.0,1	2
Примечание - при опасности травматизма для работ XI-XIV разрядов освещенность следует принимать по смежному, более высокому разряду.		

Повышенный уровень вибрации Воздействие вибрации на организм человека происходит при осуществлении работ на спецтехнике, при спуске и

подъеме труб, также вибрация при регулировании расхода воды, закачиваемой в пласт. Последствие вибрации может привести к различным профессиональным болезням:

нарушение работы сердечно – сосудистой и нервной системы, появление грыж, ревматизм. Гигиенические нормы уровней вибрации в таблице 6 по ГОСТ 12.1.012- 90

Таблица 6 – Допустимый уровень колебательных скоростей

Вид вибрации	Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Общая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная вибрация	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

К методам защиты от вибрации относятся: - усовершенствование техники и оборудования; - поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие; - динамическое гашение вибрации; - Вибродемпфирование (процесс уменьшения уровня вибраций защищаемого объекта путём превращения энергии механических колебаний данной колебательной системы в тепловую энергию). Что касается индивидуальной защиты, то работнику необходимо носить рабочую обувь с толстой резиновой подошвой, специальные перчатки, соблюдать режим труда и отдыха.

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

К химическим факторам относятся вредные вещества, при контакте с человеком вызывают ухудшения здоровья или летальный исход, при высокой дозе. Приведем и проанализируем основные вредные химические вещества, которые встречаются при работе на производстве. Вредные вещества делятся на несколько подгрупп:

- токсические;
- раздражающие;
- сенсибилизирующие (аллергия);
- канцерогенные (развитие опухолей);
- мутагенные (изменение ДНК человека).

Пути проникновения химических веществ могут быть следующими: через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт, кожные покровы. Наиболее распространенный и опасный путь проникновения вредных веществ через дыхательные пути. Газообразные вещества попадают в организм человека, растворяясь в крови и накапливаются, тем самым вызвав иммунодефицит, аллергию, гайморит, бронхит, рак легких, головные боли и т.д. Играет значительную роль и попадание на кожный покров жидких вредных веществ, принцип такой же, как через дыхательные пути, только есть большая вероятность получения химического ожога. Работникам приходится сталкиваться с такими вредными веществами как: нефть, газ, конденсат, оксид углерода, ингибиторы, деэмульгаторы, пыль, ПАВ, присадки, бутиловый спирт, этиловый эфир этиленгликоля, сольвент нафта, уайт-спирит, оксид азота, азотная кислота, аммиак, борная кислота, соляная кислота, кислота серная, натрия ортофосфат, дым сигарет.

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

По степени воздействия на организм вредные вещества подразделяют на четыре класса опасности: 1-й - вещества чрезвычайно опасные; 2-й - вещества высокоопасные; 3-й - вещества умеренно опасные; 4-й - вещества малоопасные. Основными местами вредных веществ на кустовой площадке являются автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ), где очень часто происходит загазованность помещения; фонтанная арматура. В АГЗУ следует

проветривать помещение, а при работе со скважиной, например, при отборе проб пробоотборщик должен стоять спиной к ветру в целях предотвращения вдыхания паров нефти.

К средствам индивидуальной защиты относятся: каска, очки, спец одежда, шланговые противогазы ПШ-1 или ПШ-2. для защиты органов дыхания. Каждому работнику выдается фильтрующий противогаз с фильтрующей коробкой БКФ. Особое внимание нужно уделять питанию персонала. Перед работой рекомендуется хорошо поесть, т.к. еда является отличным адсорбентом, и тем самым уменьшит риск отравления.

4.2 Анализ опасных факторов

Электрический ток

Электрический ток является одним из самых опасных факторов, оказывающим негативное влияние на человека. Он имеет несколько различных источников - оголенные провода, короткие замыкания, отсутствие необходимой изоляции. Для обеспечения безопасности рабочих необходимо строго соблюдать технику безопасности, регулярно проверять заземления и качество рабочих оборудования, вести работы в защитной амуниции.

Механические травмы

Как правило, механическое травмирование является 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 большой высоте, то наибольшую опасность представляют трубопроводы и скважины с высоким давлением, падение человека или предметов, работа с подъемно-транспортными машинами, агрегатами, ножами, отвертками, пилами, перфораторами, поднимание и опускание лебедки для очистки от АСПО, и т.д. Для защиты от механических травм применяют: козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки,

предохранительные устройства, сигнализации. Также применяют 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.

4.3 Экологическая безопасность

В процессе эксплуатации нефтяного месторождения в атмосферный воздух выбрасываются вредные вещества. При совместном присутствии суммацией действия обладают следующие вредные вещества: “бензол и ацетофенон”, “свинец и его неорганические соединения, ангидрид сернистый”, “азота диоксид и ангидрит сернистый”, “фтористый водород и ангидрит сернистый”. Вредные вещества будут выбрасываться в атмосферу через организованные источники (дымовые трубы котельных, нагревателей, дежурные горелки факелов, воздухопроводы, дефлекторы оборудования, расположенного в блоках: насосных станций, узлов учета нефти, компрессорной станции низких ступеней сепарации, производственных помещений опорных баз промысла, замерных установок на кустах скважин, установок по вводу ингибиторов коррозии, парафинообразования) и неорганизованные источники, которыми будут запорно-регулирующая аппаратура оборудования, расположенного на открытых технологических площадках ДНС, КНС, ЦПС, кустах скважин, газопровода.

4.3.1 Мероприятия по охране атмосферы

Загрязнение атмосферы происходит через организованные и неорганизованные источники выбросов.

Система сбора обводненной нефти герметична. Поэтому воздействие на атмосферный воздух будет иметь место только от функционирующего оборудования. Основными компонентами вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, являются низшие предельные углеводороды, углекислый газ,

азотистые соединения, сажа, фтористый водород, оксид железа и другие. На месторождении реализуются мероприятия, направленные на сокращение объёмов выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов, сокращение токсичности выбросов, и недопущении аварийных ситуаций. К мероприятиям, направленным на уменьшения воздействия от транспортных средств, относятся следующие: - применение более «чистого» вида топлива (дизельное); - проверка состояния и работы двигателей; - доведение до минимума количества одновременно работающих двигателей.

В период эксплуатации оборудования предусмотрены 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;
- выполнение сварных швов, исключаяющих в них возможные микротрещины;
- своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание узлов, систем и агрегатов, влияющих на выброс вредных веществ;
- контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу.

4.3.2 Мероприятия по охране поверхностных вод

На этапе эксплуатации месторождения основными источниками воздействия являются технологические площадки, кустовые площадки, площадки узлов задвижек. При этом доминирует химическое воздействие. Химическое воздействие возникает за счет поступления в водные объекты загрязняющих веществ. Загрязняющие вещества попадают в водную среду как непосредственно путем сброса стоков, так и из воздушной среды и почвы. Высокая концентрация загрязняющих веществ в воде способствует развитию инфекционных болезней, за счет опасных микроорганизмов. Подвергаются сильному воздействию местная флора и фауна – деревья, животные, рыбы, птицы. Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от

загрязнения на месторождении реализованы следующие мероприятия:

- выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов;
- укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торф песчаной смесью с посевом трав;
- закачка ингибитора коррозии и солейотложений в трубопроводы;
- проведение экологического мониторинга поверхностных вод и донных отложений.

4.3.3 Мероприятия по охране литосферы

Разливы нефти классифицируются как чрезвычайные ситуации и ликвидируются в соответствии с законодательством Российской Федерации. В зависимости от предполагаемого возможного объёма разлива нефти при порыве планируемого трубопровода чрезвычайная ситуация будет иметь категорию локального значения. При разработке на последующей стадии подготовки проектных документов, в частности проекта Обустройства месторождений (в соответствии с настоящим проектным документом) выполняется технологами расчет риска аварийного разлива нефти с учётом требований «Постановления Правительства РФ от 21 августа 2000 г. № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов». В целях снижения негативного воздействия на водную среду необходимо:

- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных горизонтов;
- организация зон санитарной охраны артезианских скважин;
- повторное (оборотное) использование воды при строительстве и освоении эксплуатационных скважин;
- применение сорбентов и микробов-деструкторов аборигенной микрофлоры для борьбы с возможными разливами нефти на земную поверхность;

- строительство кустовых площадок с гидроизоляцией обваловки и тела кустовых площадок; обваловки, дна и стенок шламовых амбаров глинистым грунтом;
- утилизация жидких отходов бурения, после соответствующей очистки с попутными пластовыми водами на очистных сооружениях промливневых стоков, и закачкой их через нагнетательные скважины в систему ППД месторождения;
- применение антикоррозионной защиты нефтесборных трубопроводов;
- устройство водопропускных труб для перепуска поверхностных вод при строительстве автодорог на суходолах; На стадии эксплуатации объектов нефтегазодобычи воздействие на почвенный покров происходит, в первую очередь, в результате геохимического загрязнения (в случае возможных аварий в период эксплуатации).

К химическим воздействиям на почвы относятся загрязнения разливами нефти и нефтепродуктов, буровыми растворами и сточными водами.

С целью сохранения почвенно-растительного покрова реализованы следующие мероприятия:

- использование при бурении экологически малоопасной рецептуры буровых растворов;
- укрупнение кустовых площадок, что приводит к существенному сокращению отвода земли;
- обordenивание бетонных площадок для устьев скважин, способствующее предотвращению проливов продукции скважин при нештатных ситуациях;
- для площадочных объектов принята сплошная система организации рельефа, решенная в насыпи из привозного грунта.

С целью снижения ущерба животному миру реализованы следующие мероприятия:

- концентрация эксплуатационных скважин и вспомогательного оборудования на ограниченных площадях – на площадках скважин;
- запрещение нелегальной охоты на территории месторождения;

- рекультивация нарушенных земель.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Главное в любой чрезвычайной ситуации – в первую очередь предпринять меры для обеспечения безопасности работников: удаление из зоны ЧС, оказание первой помощи. Также необходимо сразу сообщить в центр управления, попытаться предотвратить повреждения окружающей среде, в случае отсутствия угрозы здоровью. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: Компания должна руководствоваться нормам и законами государства. Между предприятием и работниками составляется договор, в котором работодатель обязуется выполнять мероприятия для обеспечения безопасности сотрудников:

- Инструктажи, проведения ТБ
- Проверки оборудования, контактов
- Обеспечение медицинским персоналом
- Предоставление необходимой амуниции

В тоже время работники обязаны выполнять правила поведения компании, бережно относиться к выдаваемому инвентарю, следовать прописанным инструкциям.

Федеральный орган исполнительной власти, осуществляет специализированные функции, по надзору и контролю в сфере труда, этот орган называется: «Федеральная служба по труду и занятости Министерства здравоохранения и социального развития Правительства РФ».

Данная служба руководствуется в своей деятельности федеральными законами, Конституцией РФ, указами Президента РФ и актами Правительства РФ, нормативными и правовыми актами Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации, международными договорами РФ и Трудовым кодексом РФ.

Главные задачи трудового законодательства: создание необходимых правовых условий для достижения согласования интересов сторон трудовых отношений, интересов государства, а также правовое регулирование трудовых отношений и иных непосредственно связанных с ними отношений.

Обязанности по обеспечению безопасных условий и охраны труда, согласно ст. 212 ТК РФ, возлагаются на работодателя. Последний, руководствуясь указанной статьей, обязан обеспечить безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов. Кроме того, работодатель обязан обеспечить, соответствующие требованиям охраны труда, условия труда на каждом рабочем месте; режим труда и отдыха работников в соответствии с трудовым законодательством, и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права. Работодатель должен извещать работников, об условиях охраны труда на рабочих местах, о возможном риске для здоровья, о средствах индивидуальной защиты и компенсациях. Для исполнения специальных положений и других нормативных документов в области охраны труда и окружающей природной среды (№52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения») соответственными ведомствами, где были разработаны требования, инструкции, нормы и стандарты, благодаря которым, должны обеспечивать требования законодательства в указанной области.

Пожаро-, взрывоопасность

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением. Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени

тяжести, повреждения и возможен летальный исход. Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м³, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДВК), для паров нефти 2100 мг/ м³. К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе был проведен анализ эффективности скважин, осложненных образованием асфальтосмолопарафиновых отложений на месторождения Западной Сибири. Разобраны более эффективные методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.

Выбор того или иного метода борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями основывается на тщательном изучении свойства добываемой продукции, ее поведении в пластовых условиях, скважине и наземном оборудовании. Выбор конкретных химических реагентов базируется на точном знании состава АСПО, механизма его формирования и исследовании выбранного химического реагента (композиции реагентов) в условиях лаборатории на применение к конкретному составу отложений. Проанализировав затраты на осуществление всех применяемых методов борьбы с АСПО можно сделать следующие выводы:

- рекомендации для того или иного метода борьбы с АСПО должны осуществляться индивидуально для каждой конкретной скважины, используя сведения о ее эксплуатации и анализируя затраты на ведение профилактических работ по АСПО.
- приоритетным направлением в борьбе с АСПО должно быть применение наиболее экономичных методов, не требующих больших материальных и трудовых затрат

Рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ на кустовой площадке, а также проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению.

Список используемых источников

1. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1970. 192 с.
2. Арчинское ТСОПР
3. Юрпалов И.А., Драчева Г.Ю., Глущенко В.Н. Практика применения метода холодного контакта для подбора ингибиторов асфальтеносмолопарафиновых отложений из нефти / Сб. Проблемы и перспективы развития химической промышленности на Западном Урале / Тр. Ин-та ПГТУ. Т.1, 2005. С. 258-262.
4. Хайрулина Э.Р. Опыт и перспективы ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования // Нефтепромысловое дело. № 5. 2004. С. 23-26.
5. Уэнг С.Л., Фламберг А., Кикабхан Т. Выбор оптимальной дисперсионной присадки // Нефтегазовые технологии. 1999. №2. С. 90-92.
6. Баландин Л.Н., Титов В.Н., Елашева О.М., Бадыштова К.М., Клямкин А.А. Испытания реагента «Primene81-R» в скважинах и трубопроводе в НГДУ «Жигулевскнефть» // Нефтяное хозяйство. 2000. №5. С. 47-78.
7. Горошко С.А. Влияние ингибиторов парафиноотложений на эффективность транспорта газового конденсата месторождения “Прибрежное”. Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук.: Краснодар, 2003.
8. Баймухаметов М.К. Совершенствование технологий борьбы с АСПО в нефтепромысловых системах на месторождениях Башкортостана. Автореферат диссертации на соискание учёной степени к.т.н. Уфа, 2005.
9. Кондрашева Н.К., Кондрашев Д.О., Попова С.В., Станкевич К.Е., Хасан Аль-Резк С.Д., Валид Насиф. Улучшение низкотемпературных свойств судовых топлив с помощью сополимерных депрессорных присадок // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело", 2007. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Kondrasheva/Kondrasheva_3.pdf . 19 с.

10. Кондрашева Н.К., Кондрашев Д.О., Валид Насиф, Хасан Аль-Резк С.Д., Попова С.В. Низкотемпературные свойства смесевых дизельных топлив с депрессорными присадками // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело", 2007. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Kondrasheva/Kondrasheva_1.pdf . 7 с.
11. Копытов М.А., Бондалетов В.Г., Прозорова И.В. Депрессорная присадка на основе темных нефтеполимерных смол / Материалы VI Международной конференции «Химия нефти и газа». 5-9 сент. 2006, г. Томск, С. 238-240.
12. Андреева Л.Н., Березовская М.В., Унгер Ф.Г. Нефтяные вещества с переменными спиновыми свойствами как депрессорные присадки // Химия и технология топлив и масел. 2005. №2. С. 38-39.
13. Насыбуллина А.Ш., Булыгина Т.В., Гущина Я.С., Рахматуллина Г.М., Хлебников В.Н. Реагенты марки СНПХ для решения проблем добычи и транспорта парафинистых нефтей / Материалы VI Международной конференции «Химия нефти и газа». 5-9 сент. 2006. Томск, С. 271-272.
14. Агаев С.Г., Гребнев А.Н., Землянский Е.О. Ингибиторы парафиноотложений бинарного действия // Нефтепромысловое дело. 2008. №9. С. 46-52.
15. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело» 2011, №1
<http://www.ogbus.ru>
16. Sharifullin A.V., Baibekova L.R., Suleimanov A.T. Osobennosti sostava i stroeniya neftyanykh otlozhenii (Features of the structure and composition of oil deposits). Tekhnologii nefti i gaza, 2006, Issue 6, pp. 19-24.
17. Sharifullin A.V., Baibekova L.R., Khamidullin R.F. Sostav i struktura asfal'teno-smolo-parafinovykh otlozhenii Tatarstana (Composition and structure of asphalt-resin-paraffin deposits of Tatarstan) Tekhnologii nefti i gaza, 2006, Issue 4. pp. 34-41.
18. Петрова Л.М., Форс Т.Р., Юсупова Т.Н., Мухаметшин Р.З., Романов Г.В. Влияние отложения в пласте твердых парафинов на фазовое состояние нефтей в процессе разработки месторождений // Нефтехимия. 2005. Т.45. №3. С. 189-195.

19. Агаев С.Г., Землянская Е.О., Гульятеев С.В. Парафиновые отложения Верхнесалатского месторождения нефти Томской области // Нефтепереработка и нефтехимия. 2006. №3. С. 8-12.
20. Ибрагимов Н.Г. и др. Осложнения в нефтедобыче. Уфа, 2003. 302 с.
21. G.A. Mansoori. Paraffin/Wax and Waxy Crude Oil. The Role of Temperature on Heavy Organics Deposition from Petroleum Fluids. UIC/TRL Heavy Organics Deposition [home page. URL: http://www.uic.edu/~mansoori/Wax.and.Waxy.Crude.html](http://www.uic.edu/~mansoori/Wax.and.Waxy.Crude.html)
22. Sergienko S.R. Vysokomolekulyarnye neuglevodorodnye soedineniya nefti (High molecular compounds in petroleum). Moscow: Khimiya, 1964. 540 p
23. Sharifullin A.V., Baibekova L.R., Khamidullin R.F. Sostav i struktura asfal'teno-smolo-parafinovykh otlozhenii Tatarstana (Composition and structure of asphalt-resin-paraffin deposits of Tatarstan). Tekhnologii nefti i gaza, 2006, Issue 4. pp. 34-41.
24. Evdokimov I.N., Losev A.P. Features of analysis of associative hydrocarbon media. Applicability of refractometric methods. Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2007, Vol. 43., Issue 2, pp. 38-41.
25. Sharifullin A.V., Baibekova L.R., Suleimanov A.T., Khamidullin R.F., Sharifullin V.N. Osobennosti sostava i stroeniya neftyanykh otlozhenii (Features of the structure and composition of oil deposits). Tekhnologii nefti i gaza, 2006, Issue 6. pp. 19-24.
26. Ласуков А.А., Фоминых О.В. Основные методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в России и за рубежом // Научное сообщество студентов XXI столетия. ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ: сб. ст. по мат. XLII междунар. студ. науч.-практ. конф. № 5(41).
27. Методы по предотвращению отложений АСПО
http://studbooks.net/785462/geografiya/metody_ispolzuemye_predotvrascheniyu_otlozheniy_aspo
28. <http://parafinanet.ru/o-nas-pishut/что-может-лебеде-ка-судейманова.html>
29. Инженерная практика №11/2017 Лебедев Игорь Константинович

30. Булатов А.В., Кусов Г.В., Савенюк. Асфальтосмолопарафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг». Т.1. – 2011. – 348 с.
31. <https://cyberpedia.su/13xcff3.html>
32. Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Саранча А.В. Применение магнитных активаторов для борьбы с отложениями АСПО, солей и коррозией // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2-2.;
URL: <http://science-education.ru/ru/article/view?id=21995>.
33. http://studbooks.net/726855/geografiya/fiziko_himicheskie_svoystva_plastovyh_flyuidov.
34. Инженерная практик, выпуск: № 03/2018.