

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.53:621.67-83

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Семенов Никита Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		

Томск – 2023г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую

	документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.А. Лукин
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Семенов Никита Александрович

Тема работы:

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>08.02.2023 №39-65/с</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	19.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)	Тексты, таблицы и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты нормативные документы.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке (аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)	Общие сведения об УЭЦН, классификация нарушений в режимах работы, анализ мероприятий по совершенствованию эксплуатации скважин с УЭЦН в осложненных условиях, оценка эффективности методов борьбы с осложнениями.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Маланина Вероника Анатольевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель. Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			10.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Семенов Никита Александрович		10.02.2023

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Семенов Никита Александрович

Тема работы:

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ			
Срок сдачи обучающимся выполненной работы:			19.06.2023
Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный раздела (модуля)	балл
20.03.2023	Общие сведения об установках электрических центробежных насосов	25	
28.04.2023	Анализ мероприятий по совершенствованию эксплуатации скважин с установками электрических центробежных насосов	30	
11.05.2023	Оценка эффективности методов борьбы с осложненными условиями	10	
22.05.2023	Социальная ответственность	15	
05.06.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20	

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			10.02.2023

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		10.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Семенов Никита Александрович		10.02.2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 109 страниц, 19 рисунков, 21 таблица, 39 источника.

Ключевые слова: осложненный фонд нефтяных скважин, установка электроцентробежного насоса, асфальтосмолопарафиновые отложения, коррозия, солеотложения, механические примеси, ингибиторы.

Объектом исследования являются скважины осложненного фонда, оборудованные установками электроцентробежного насоса.

Предметом исследования являются методы защиты УЭЦН.

Цель работы – анализ эффективности применения различных методов защиты УЭЦН на скважинах осложненного фонда.

В ходе работы были изучены негативные факторы, влияющие на работу глубинно-насосного оборудования. Выполнен анализ проводимых мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации скважин. Выработаны рекомендации по выбору технологий с целью повышения эффективности эксплуатации скважин.

В результате работы была проведена оценка эффективности методов борьбы с осложненными условиями на примере фонда скважин ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Содержание

Введение	10
1 Общие сведения об установках электрических центробежных насосов и классификация нарушений в режимах работы установок	12
1.1 Строение установок электрических центробежных насосов	12
1.2 Факторы, влияющие на работу установок электрических центробежных насосов	15
1.3 Классификация нарушений в режимах работы установок электрических центробежных насосов	19
1.3.1 Механические примеси	19
1.3.2 Солеотложение	21
1.3.3. Асфальтосмолопарафиновые отложения	24
1.3.4 Коррозия	29
1.3.5 Влияние свободного газа	32
2 Анализ мероприятий по совершенствованию эксплуатации скважин с установками электрических центробежных насосов	34
2.1 Методы предотвращения или ограничения поступления механических примесей	34
2.2 Мероприятия по борьбе с солеотложениями	45
2.3 Методы по борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	52
2.3.1 Механические методы борьбы	54
2.3.2 Методы электротермического воздействия	54
2.3.3 Методы обработки горячей нефтью	56
2.3.4 Методы обработки горячей водой и паром	57
2.4 Методы по борьбе с коррозией	59
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	78
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности разработки проекта	78
4.2 Технология QuaD	80
4.3 SWOT-анализ	81
4.4 Расчет приведенных затрат при использовании ингибитора СНПХ-7920	83
5 Социальная ответственность	92

5.1 Профессиональная социальная безопасность	92
5.2 Анализ потенциально вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	93
5.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)	98
5.4 Экологическая безопасность	101
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	102
Заключение	105

Введение

Современная нефтяная промышленность России сталкивается с множеством препятствий в разработке нефтяных месторождений. Особенностью текущего этапа является сложившаяся трудность добычи нефти на месторождениях, что привело к тому, что 43% ресурсов в эксплуатируемом фонде находятся в условиях, затрудняющих добычу. Среди главных причин отказа оборудования на месторождениях можно назвать солевые отложения, механические примеси, асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) и коррозию погружного оборудования. Но наиболее актуальной проблемой становится добыча неизвлекаемых запасов нефти, где процесс затрудняется вследствие накопления органических солей, парафина, образования эмульсий, механических примесей и коррозии.

В то же время, при помощи современных методов борьбы с осложненными условиями, можно создать условия для оборудования, которые в результате приведут к повышению межремонтного периода, а так же снизить затраты его ремонта.

Цель данной работы - проанализировать эффективность применения различных методов защиты УЭЦН на скважинах осложненного фонда. Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

Для достижения цели были поставлены задачи:

- изучить общие сведения об установках электрических центробежных насосов;
- рассмотреть классификацию нарушений в режимах работы установок;
- изучить методы предотвращения или ограничения поступления механических примесей;
- провести оценку эффективности методов борьбы с осложненными условиями.

Обозначения, определения и сокращения

УЭЦН – установка электрического центробежного насоса;

ЭЦН – электрический центробежный насос;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ПЭД – погружные асинхронные двигатели;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ГЖС – газожидкостная смесь;

КВЧ – количество взвешенных частиц;

ТРС – текущий ремонт скважин;

КРС – капитальный ремонт скважин;

СПО – спуско-подъемные операции;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ТЭН – тепло-электронагреватель;

АДПМ – агрегат для депарафинизации;

ППУ – передвижная парогенераторная установка;

ЗСП – защита срыва подачи;

ЗП – защита перегруза;

ПВР–прострелочно-взрывные работы

КПД – коэффициент полезного действия

ТМС-термоманометрическая система

УДЭ –электроприводные устьевые дозаторы

КСТР-контейнер скважинный для твердого ингибитора

ПСК– с помощью погружных контейнеров

ЦДНГ-цех добычи нефти газа

1 Общие сведения об установках электрических центробежных насосов и классификация нарушений в режимах работы установок

1.1 Строение установок электрических центробежных насосов

Погружные центробежные насосные системы, приводимые в действие погружными электродвигателями, предназначены для подъема пластовой жидкости из нефтяных скважин: нефти, воды и газа.

В электрических погружных системах используются центробежные насосы в виде ряда ступеней, которые монтируются последовательно в одном корпусе и затем жестко стыкуются с погружным электродвигателем на конце колонны насосно-компрессионных труб (НКТ). Для подсоединения к средствам управления и источнику электроэнергии на поверхности используется армированный электрический кабель (рисунок 1.1).

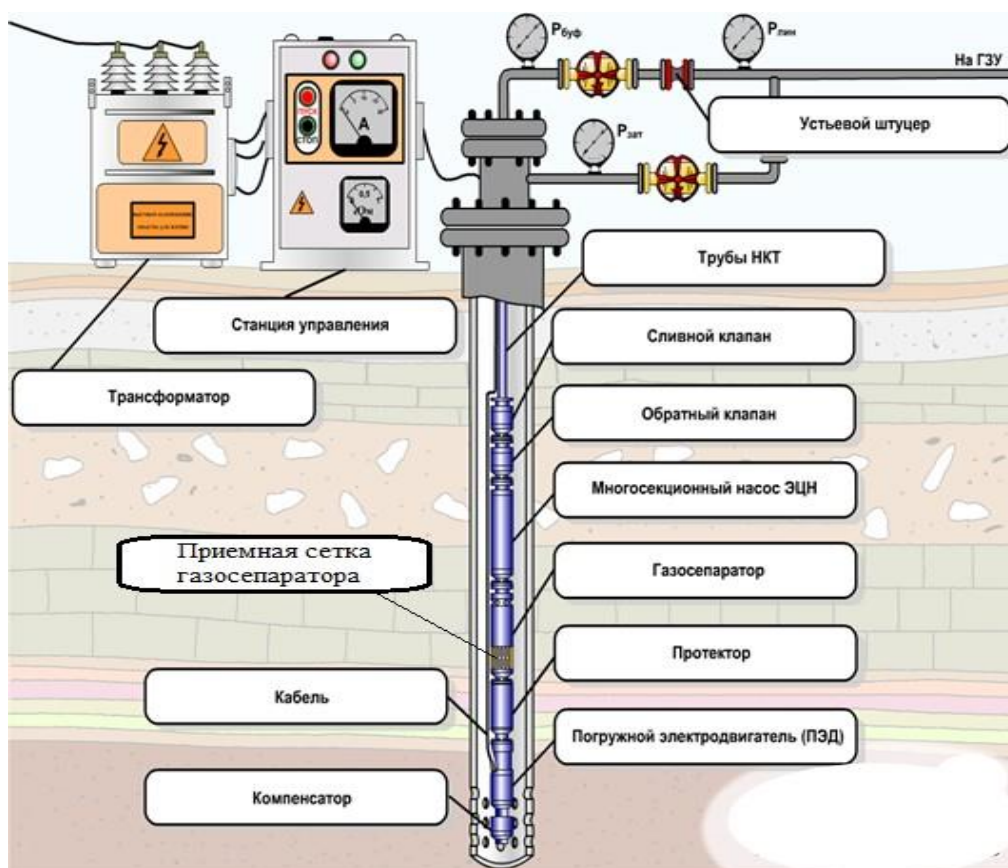


Рисунок 1.1 – Принципиальная схема устройства УЭЦН

Использование погружных систем позволяет эффективно поднимать жидкость со дна скважины с помощью универсального способа подъема.

Желаемый дебит от 16 до 4800 м³/сут. может достигаться при использовании стандартных электроприводов на поверхности с указанной системой.

Насосы, используемые для добычи нефти из скважин, могут быть ограничены в своей эффективности, особенно если эти скважины имеют большую глубину или содержат высокое количество газа. Для таких скважин традиционно используются погружные центробежные электронасосы, которые обеспечивают высокую экономичность и эффективность при добыче нефти. Насосы этого типа могут быть широко используемы в скважинах с низкой производительностью и высоким содержанием воды, а также водозаборных скважинах. Коэффициент полезного действия (КПД) насосов может варьироваться в диапазоне от 20 до 70 процентов. Для решения проблемы ограниченной подачи на определенных установках с числом ступеней насоса, может быть установлено оборудование в скважине и использованы приводы с регулируемой скоростью на поверхности. погружной электро-двигатель (ПЭД) могут быть одно- или двухсекционными с различной мощностью и работают на напряжении 380 В и частоте переменного тока 50 Гц.

ПЭД с трехфазным и асинхронным электродвигателем может иметь короткозамкнутый ротор, а также быть герметичным и маслonaполненным. Устройство может функционировать в диапазоне тока от 40 до 60 Гц, а его вал вращается со синхронной частотой 3000 об/мин. Важно отметить, что направление вращения вала смотрится по часовой стрелке с головки. Электродвигатель и протектор соединены при помощи шпилек и гаек, а вал двигателя связан с валом протектора шлицевой муфтой. Внутри двигателя находится диэлектрическое масло, которое заполняет внутреннюю полость и защищено от воздействия внешней среды.

Передача вращения от двигателя к насосу осуществляется путем использования шлицевой муфты, которая соединяется с ведущим валом двигателя. Электрическое питание и механическое соединение производится через разъем, который расположен на головке электродвигателя. Функции

гидрозащиты двигателя многообразны: она уравнивает давление внутри двигателя со давлением пластовой жидкости в скважине, компенсирует изменение объема масла и предотвращает разлив жидкости при ее перемещении к насосу.

С использованием кабельной линии ПЭД получает переменный ток, который передается по питающему кабелю, выполненному либо в круглой, либо в плоской форме. Станция управления – незаменимый элемент наземного электрооборудования. Она занимается не только управлением работой насоса, но и контролирует его безопасность в экстренных ситуациях. Это достигается благодаря широкому использованию кабеля-удлинителя с муфтой кабельного ввода и плоской формой, который связывает основной кабель с насосом. Кроме того, меньший кабель-удлинитель обходит сам насос, а трансформатор повышает достигаемое напряжение, учитывая потери в кабеле.

Режимы работы станции управления могут быть ручными или автоматическими. Для контроля таких параметров, как давление, температура на приеме ЭЦН и уровень вибрации, используются разнообразные датчики, установленные в погружном насосном агрегате. Если ток возрастает из-за блокировки вала насосного агрегата, установка будет отключена автоматически защитой по перегрузке. В случае, если силы тока сокращаются в результате негативного воздействия свободного газа на подачу насоса, то установка остановится защитой по недогрузке. Благодаря современным станциям управления процессом возможен контроль и управление всем процессом. Использование новейших технологий и материалов, таких как антикоррозионные покрытия, снижает риск повреждения оборудования. Важную роль играет система мониторинга оборудования, позволяющая своевременно выявлять и устранять неполадки. Кроме того, применение эффективных методов очистки отложений солей и парафинов также способствует повышению долговечности оборудования.

Сокращение затрат на ремонт и повышение надежности оборудования

имеет огромное значение как для компании, так и для всей отрасли в целом. Поэтому, необходимо инвестировать в инновационные технологии, обучение персонала и внедрять лучшие практики предыдущих поколений, чтобы минимизировать риски дорогостоящих ремонтных работ и неожиданных аварий на промысле.

1.2 Факторы, влияющие на работу установок электрических центробежных насосов

При составлении плана работы управляющей системы механизмов установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) необходимо учитывать различные факторы, которые могут оказать влияние на ее результативность. Ведь эти факторы можно разделить на различные группы. Например, сначала нужно обращать внимание на геологические условия, такие как наличие разного типа жидкости, а также количества содержаемого солей или парафина. Еще важный фактор - конструкция скважин и насосных установок, так как именно они могут непосредственно влиять на показатели работоспособности системы. Следует также учитывать элементы конструкции, такие как диаметр эксплуатационных колонн, кривизну скважин, глубину спуска и технические особенности насосной установки, так как они будут важными при определении условий работы системы.

Системы и их создатели стремятся внедрить новейшие методы и технологии, которые способны повысить качество работы насосов. Это обязательно в свете уничтожения работоспособности УЭЦН, которое происходит по множеству причин.

Перед исследованием возможностей устранения неисправностей необходимо понять, какие процессы способствуют понижению эффективности работы УЭЦН и скважин. В соответствии с их воздействием на технико-экономические показатели функционирования скважин, каждая группа факторов разделяется на положительные и отрицательные. В период безводной эксплуатации скважин на работу УЭЦН значительного влияния

вода не оказывает, поскольку такой период занимает незначительную долю от общего времени. Однако на остальных этапах влияние воды сказывается практически с самого начала функционирования скважин.

Процесс эксплуатации УЭЦН сталкивается с проблемой пластовой воды, которая смешивается с нефтью и способствует образованию эмульсий. Состав нефти содержит эмульгаторы-асфальтены и смолы, что усиливает этот эффект. Важное значение в формировании эмульсий также имеют глина и песок. УЭЦН является диспергатором, поэтому процесс его эксплуатации приводит к образованию эмульсии, чья дисперсность сильно влияет на вязкость. В связи с этим, вязкость эмульсии может быть на несколько десятков раз выше, чем у чистой нефти.

На основании исследований Максимова В.П., Мищенко И.Т. и других авторов, выявлено, что эмульсии с наивысшими значениями вязкости имеют обводненность в диапазоне между 40% и 60%. Однако, увеличение вязкости эмульсий оказывает отрицательное воздействие на рабочие свойства установок УЭЦН, применяемых для совместной добычи нефти и воды. Для определения основных параметров работы Л.С. Каплана, использовались коэффициент подачи насоса и временной интервал до следующего обслуживания.

Кроме того, другими серьезными проблемами, связанными с функционированием данных установок, являются высокое содержание минералов в пластовой воде, что приводит к значительной коррозии и активному образованию отложений солей в элементах насоса.

Электрохимическая коррозия может быть вызвана высокой активностью коррозии в пластовой воде, а также сочетанием электрического тока и высокой минерализации. Если к этому добавить низкое забойное давление, то могут образоваться отложения солей, что приведет к засорению насосов. В процессе добычи нефти возникает проблема с попаданием газа в рабочие органы насосов. Это приводит к образованию каверн, размеры которых сравнимы с каналами ступени. Результатом является снижение

энергообмена между рабочим колесом насоса и жидкостью.

Вследствие конденсации жидкости могут образовываться пузырьки газа, которые содействуют поддержанию давления внутри. Давление же могут обеспечивать так же насыщенные пары. При этом, давление жидкости возле пузырька увеличивается, что побуждает частицы двигаться в центр пузырька с большей скоростью. После того, как пузырёк полностью исчезает, наступает внезапный скачок давления. Это результат столкновения частиц жидкости, и его значение может достигать нескольких сотен мегапаскалей. В результате таких взрывов насос может быть повреждён, что отрицательно сказывается на его работе.

Из-за особенностей конструкции скважины и установки устройства, работа его нарушается. При извлечении жидкости из скважины при большой глубине увеличивается давление, а значит, потребуется повышение напора для создания высокого давления в насосно-компрессорной трубе. Такое повышение напора приводит к изменению рабочей способности насоса и его выталкивающей мощности. Для достижения максимальной эффективности требуется анализировать рабочий диапазон насоса и изучать давно пренебрегаемые области. Если насос находится на диапазоне до спуска, его рабочий режим перемещается влево (от точки 1 до точки 2) по кривой Н-К, (рисунок 1.2) из-за необходимости увеличивать давление для извлечения жидкости.

При использовании установки УЭЦН столкнулись с новыми сложностями, связанными с уменьшением эффективности затрачиваемого труда. Это, в свою очередь, приводит к ухудшению КПД установки. Интересные исследования выявили, что главными причинами снижения коэффициента полезного действия являются различия между уменьшением работы насоса и новыми осложнениями, возникающими в процессе эксплуатации.

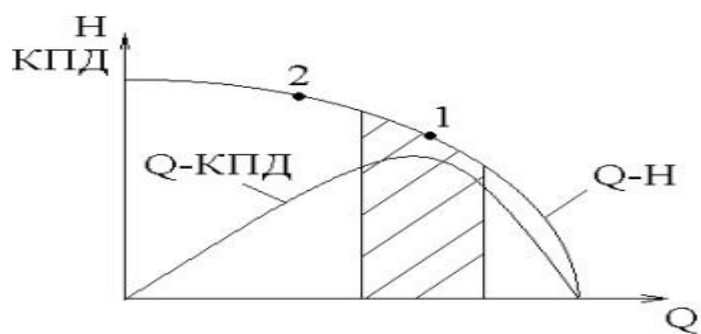


Рисунок 1.2 — Напорно-расчетная характеристика

Применение электроцентробежного насоса (ЭЦН) сопряжено с множеством трудностей как при спуске, так и в процессе эксплуатации установок. Наблюдается повышение температуры жидкости, откачиваемой на больших глубинах, что часто приводит к проблемам с долговечностью изоляции кабеля и провода. Возможны пробой в изоляции при повышении температуры, что оказывает негативное влияние на оборудование и может привести к полной выдержке установки из строя. Основным фактором возникновения отказов оборудования являются интервалы набора кривизны на 10 м ствола, превышающие 2 градуса.

Именно в этих местах регистрируется наибольшее количество проблем с установками, а также с падением их на забой скважины.

Для предотвращения подобных проблем необходимо проводить бурение скважин более осторожно и с учетом возможной кривизны. Кроме того, необходимо заранее рассчитывать параметры работы установки, а также контролировать уровень температуры откачиваемой жидкости. Все это существенно поможет увеличить долговечность и эффективность работы УЭЦН.

Возникающие проблемы при работе с наклонными скважинами при помощи УЭЦН переживают свою актуальность. Одной из причин является появление сил, которые искривляют и смещают узлы УЭЦН и силовой кабель. Это в свою очередь может привести к вибрационному воздействию и искривлению ротора. Усиленные вибрации создают меняющиеся напряжения в месте соединения узлов УЭЦН друг с другом и с НКТ, что может привести к разрушению места соединения. Наряду с износом, изменение

геометрических параметров рабочих колес также может стать причиной вибраций.

Для того чтобы решить проблему повышенных вибраций, необходимо устранить причины их возникновения. Важным шагом является правильная эксплуатация и обслуживание УЭЦН, регулярная проверка их технического состояния, а также использование качественных материалов при производстве узлов УЭЦН [9].

Также важно учитывать особенности геологического строения месторождения при проектировании системы УЭЦН. Наиболее эффективным методом уменьшения вибраций является применение специальных демпфирующих устройств и систем контроля вибраций.

В целом, проблема вибраций при эксплуатации наклонных скважин УЭЦН не стоит быть невыносимой, если осуществлять профессиональный уход за системой и принимать меры предосторожности.

1.3 Классификация нарушений в режимах работы установок электрических центробежных насосов

1.3.1 Механические примеси

Источники технологических примесей в насосной установке могут быть разделены на четыре вида, каждый из которых может отрицательно повлиять на работу установки. (рисунок 1.3)



Рисунок 1.3 – Источники механических примесей

Первый вид - различные механические частицы, такие как кристаллы солей, куски горных пород или проппант, используемый в гидроразрыве пласта(ГРП). Второй вид - технологические жидкости, включающие в себя промывочные растворы, растворители, реагенты и т.д. Некоторые из этих жидкостей могут быть недостаточно подготовлены к использованию, особенно жидкости глушения.

Чтобы избежать проблем в работе насосной установки, необходимо уметь идентифицировать источники механических примесей и принимать меры по устранению их воздействия. Важно также уделять внимание предварительной подготовке технологических жидкостей перед их закачкой в скважину. Все эти меры помогут обеспечить надежную и безопасную работу насосной установки и продлить срок её службы.

Повышенный вынос твердых частиц из пласта – актуальная проблема на многих нефтяных месторождениях. Коррозия эксплуатационных колонн или неправильная подготовка глубинно-насосного оборудования(ГНО) могут быть причиной этого явления. Тем не менее, основными факторами, способствующими выносу частиц, являются процессы, происходящие в пласте.

Вымывание частиц из пласта – это процесс, который, как правило, наблюдается на месторождениях, находящихся в поздних стадиях разработки.

Чтобы избежать выноса твердых частиц, необходимо проводить регулярную проверку и обслуживание оборудования, а также контролировать процессы, происходящие в пласте. Также важно обеспечивать правильную скважинную отделку и использовать качественные материалы и присадки для буровых растворов.

Анализ гранулометрического состава производится на образцах, содержащих механические примеси, которые, в свою очередь, представлены основным количеством зерен диаметром от 0,1 до 1 мм. Обнаружение примесей, описываемое в продукции скважин, работающих на разных

пластах, имеет вероятность в 82-92% случаев. При наблюдении вариаций содержания этих примесей в скважинах, становится ясно, что их вынос не всегда остается на одном и том же уровне и не зависит от определенных факторов. При отсутствии текущего или капитального ремонта, высокое содержание механических примесей (500-1000 мг/л) общей жидкости в скважине, как правило, возникает после запуска скважины[4].

Ознакомившись с деятельностью ГРП, можно заметить, что процесс создания или расширения трещин заключается в закреплении проппантом. Терригенный коллектор, например, становится объектом разрушения связей между его частичками, когда появляется трещина. Что ж, трещина должна закрыться, а проппант - заклинить частицы пласта при разрыве давлением. Такие ситуации могут возникать по различным причинам.

Существует сложный процесс разрушения продуктивного пласта при эксплуатации, который является механическим, физическим и физико-химическим. Различные факторы могут инициировать данный процесс. Результаты анализа свидетельствуют о трех причинах выноса механических примесей из скважин: неправильные расчеты размера проппанта или трещин, необходимость усовершенствовать крепь. Специалисты исследуют этот вопрос уже десятилетиями, но нет никаких революционных идей в этой области.

1.3.2 Солеотложение

Отложения, вызванные соляными соединениями (рисунок 1.4), могут забить перфорационные каналы, насосы, клапаны, обсадные эксплуатационные колонны, НКТ и внутренние поверхности скважинного оборудования, что в результате создает препятствия для протекания жидкости и забивает скважину. В большинстве случаев соляные отложения формируются как из осаждения растворенных в породах солевых соединений, так и из-за превышения насыщения потоков пластовых вод с

соляными компонентами, что возникает при смешивании несовместимых вод на дне скважины.



Рисунок 1.4 – Солеотложение

Соль образуется в результате нарушения естественного раствора, когда концентрация одного или нескольких ингредиентов превышает растворимость. Встречаясь с экспертами, занятыми в индустрии добычи нефти и газа, можно выделить три основных случая, которые способствуют образованию соли: неподходящее смешение пластовых и внедренных вод, которое может вызвать образование солевых отложений.

Сульфат кальция (CaSO_4) откладывается в пластах известняка, в то время как сульфат бария (BaSO_4) и стронция (SrSO_4) обычно образуются в песчанике. Если эти осадки находятся в пласте, убрать их достаточно трудно. Также может возникнуть смешение несовместимых видов жидкостей в трубах, образование солевых отложений и их удаление может потребоваться при помощи механических и химических методов.

Автоосаждение, или самоосаждение, — это процесс, при котором пластовая жидкость, движущаяся на некоторой глубине, изменяет температуру и давление. Если эти изменения влияют на жидкость с составом, выходящим за пределы ее растворимости, тогда данное вещество будет откладываться в виде нерастворимого осадка.

Несколько причин могут оказаться источником осадков с двумя видами солей, карбоната и сульфата. Может произойти изменение давления внутри изолированных скважин и оборудования. Если резко изменится температура растворов, это может вызвать появление галитовых осадков с хлоридом

натрия в составе. Результаты могут меняться в зависимости от условий, как, например, при температуре 200°C. Тогда содержание галита в воде возрастет до 218 кг/м³, выше, чем обычно (174 кг/м³). Стоит отметить, что одна скважина может сбрасывать значительные объемы осадков, с оценочной скоростью до 43,5 кг/м³ в день. Образование осадков зависит не только от изменения давления и температуры, но также от наличия других газов, изменения pH и контакта с несовместимыми жидкостями.

Обнаружение огромных объемов солей в подземных водах не всегда означает, что появятся солевые отложения. Здесь происходит уникальное явление. Формирование отложений начинается с гомогенной ядерной реакции, где избыточный раствор является источником непостоянных кластеров атомов. Такие атомные кластеры превращаются в маленькие кристаллы-зародыши благодаря клинам ионов насыщенного раствора. В ходе времени эти кристаллы растут благодаря прилипанию ионов на поверхности мест с дефектами (рисунок 1.5).

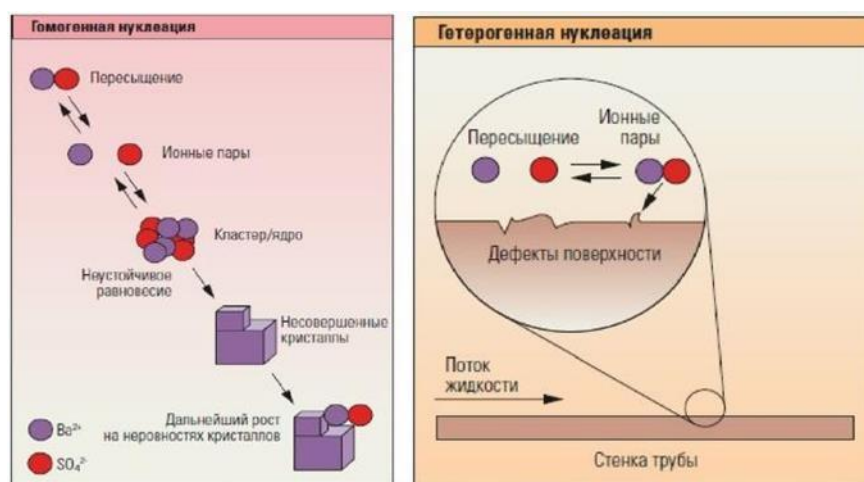


Рисунок.1.5 Гомогенная нуклеация

Если мы говорим об уменьшении свободной поверхностной энергии кристаллов, это способствует возникновению солевых отложений и увеличению зародышевых кристаллов. При достижении критической точки, меньшие частицы растворяются, но крупные продолжают расти благодаря увеличению их радиуса. Гетерогенная нуклеация происходит на границе жидкости и твердого тела, где и образуются кристаллы. Зародышевые

кристаллы в свою очередь катализируют образование солевых отложений и способствуют их росту в условиях высокой степени насыщения.

Ингибиторы солеотложения оказались эффективны в предотвращении накопления осадков на скважинном оборудовании благодаря своему действию на процесс нуклеации и стадии роста солевых отложений. Эти ингибиторы из химических реагентов практически обнуляют скорость образования осадка, тормозя процесс нуклеации, который может возникнуть из-за неровностей труб, дефектов отверстий и сварочных швов, или способствовать высокая турбулентность, а также давление насыщения в потоке.

1.3.3. Асфальтосмолопарафиновые отложения

Если говорить о нефти, то ее основой являются различные углеводороды, в том числе и тяжелые и легкие, которые находятся в термодинамическом равновесии при условиях находки в пласте. Необходимо отметить, что нарушение фазового равновесия углеводородов является не только следствием добычи нефти, но и может возникать в процессе ее транспортировки и хранения. Это связано с колебаниями в температуре и давлении, а также изменением химических свойств смеси.

Кроме того, нарушение фазового равновесия может приводить к образованию отложений в трубопроводах и насосах, что снижает их производительность и может привести к необходимости ремонта. Поэтому существуют специальные методы, такие, как добавление специальных присадок в нефть, которые позволяют предотвратить нарушение фазового равновесия и сохранить свойства нефтяной эмульсии на протяжении всего пути от месторождения до потребителя.

Свойства нефти сильно зависят от ее состава, а также от месторождения и пути движения. Важным фактором является также ее растворяющая способность к тяжелым фракциям. Все больше добываемой нефти содержит значительные количества смоло-парафиновых веществ.

Некоторые месторождения содержат их всего лишь в следах, тогда как в других местах их количество может достигать более чем 30%. Это необходимо учитывать, особенно при выборе способов транспортировки и переработки нефти.

Насыщенность нефти парафином является одним из ключевых факторов, определяющих ее свойства и потенциальные опасности. В зависимости от содержания парафина в нефти, она может быть классифицирована на парафинистую, слабопарафинистую и беспарафинистую. Однако, количество растворенного парафина в нефти может значительно варьироваться.

Для того, чтобы эффективно бороться с отложениями, необходимо точно определить состав асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Именно знание определенной концентрации парафина в нефти помогает выбрать наиболее эффективные методы обработки и предотвращения образования отложений.

Также следует учитывать, что механизм формирования отложений на поверхности металла связан с возникновением и ростом кристаллов парафина на контактирующей с пластовой жидкостью поверхности и образованием смоло-парафиновой подкладки. Кристаллы парафина могут затруднить поток нефти и даже привести к полной остановке эксплуатации скважин. В этом отношении, контроль содержания парафина в нефти является необходимым условием для обеспечения стабильности производства и безопасности скважинной эксплуатации.

Важно отметить, что никакие внешние факторы, такие как песок, вода или другие механические примеси, не смогут оказать существенного влияния на механизм образования АСПО в пластовой жидкости. Это подтверждают исследования, проведенные в данной области [9].

Кроме того, при давлениях, превышающих давление насыщения, температура начала выпадения парафинов увеличивается. Таким образом, важно учитывать не только состав пластовой жидкости, но и внешние

условия при планировании процесса работы скважины и предотвращении образования АСПО.

Давление и температура являются двумя важными параметрами в процессе кристаллизации парафина. При снижении давления в результате отбора нефтепродуктов из скважины, может происходить рост температуры начала кристаллизации из-за объема выделяющегося газа. Это свойство поверхности могут влиять на скорость течения пластовой жидкости. Если скорость потока жидкости увеличивается, то интенсивность накопления отложений вначале увеличивается, но при достижении определенной скорости, интенсивность начинает уменьшаться. Однако, это изменение значительно влияет на растворимость парафина в пластовой жидкости и приводит к понижению температуры нефтегазового потока. Этот процесс является непосредственной причиной образования отложений в скважинах и оказывает негативное влияние на производительность скважин.

Существует много факторов, которые влияют на процесс образования парафиновых отложений в трубопроводах, но один из главных – это скорость потока жидкости. В связи с этим, при увеличении скорости потока пластовая жидкость лучше удерживает кристаллы парафина во взвешенном состоянии.

Также важно отметить, что крепость сцепления между парафиновыми отложениями и поверхностью трубопровода зависит от характеристик поверхности материала. Чем более полярны материалы, тем большее количество АСПО может образовываться на поверхности, что в конечном итоге приводит к образованию отложений. Интенсивность образования АСПО также может зависеть от других факторов, таких как температура и состояние жидкости. В связи с этим, регулярное обслуживание трубопроводов и использование специальных веществ, способных предотвращать образование отложений, является важным шагом в поддержании безопасности и производительности системы передачи жидкости.

Начнем с того, что материалы с высокой полярностью имеют

маленькую сцепляемость с парафинами. Это означает, что эти материалы не могут эффективно бороться с отложениями парафина на своей поверхности. Например, у стекла наблюдается минимальное образование АСПО, тогда как у полиэтилена - максимальное. Это связано с аналогией строения полиэтилена и предельных углеводородов нормального ряда, которые включают компоненты нефтяных парафинов.

Если говорить о наличии АСПО на стальных трубах, то качество их обработки может не оказывать сильного влияния на скорость накопления отложений парафина, хотя начальная стадия образования может быть критической. Однако, чтобы снизить скорость накопления отложений, можно использовать различные методы борьбы, такие как химические противоотложения и механические очистки.

Также следует отметить, что существует большое количество материалов, которые не обладают высокой полярностью и могут успешно справляться с отложениями парафинов. Это могут быть, например, специальные полимерные покрытия или металлические сплавы. В любом случае, выбор материала для защиты от отложений парафина должен основываться на конкретных условиях эксплуатации и требованиях к продукту.

Растворительная способность нефти напрямую зависит от ее компонентного состава. В то же время, в период формирования слоя парафина на поверхности труб, шероховатости могут оказывать серьезное воздействие на интенсивность перемешивания, вызывая образование газа и парафина.

При достижении малой толщины слоя парафина, скорость накопления отложений уже не зависит от чистоты обработки поверхности. Повышение полярности материала и его чистоты слабит сцепление, что негативно сказывается на скорости смыва парафиновых отложений потоком пластовой жидкости.

В данном контексте, необходимо использовать растворители, которые

эффективно удаляют отложения. Однако, нужно помнить, что эффективность растворителя напрямую зависит от специфики добычи и технологии использования.

Парафиновые отложения могут образовываться не только в нефти с низким содержанием углеводородов нафтенового и ароматического рядов. Необходимо учитывать высокое содержание метанового нормального или парафинового рядов и даже небольшого количества высокомолекулярных соединений. Причиной этого может стать быстрое накопление АСПО в легкой и маловязкой нефти, насыщенной фракциями, выкипающими до 300°C. Однако, если у нас имеется высокий выход светлых фракций, выкипающих до 350°C, то возможно уменьшить образование парафиновых отложений.

Исследования показывают, что наличие определенных углеводородов в нефти может существенно влиять на качество и количество формирующегося парафина и АСПО. Поэтому важно при анализе качества нефти учитывать не только ее легкость и вязкость, но и содержание различных углеводородов.

Кроме того, для уменьшения нагрузки на процесс обработки нефти и сокращения времени производства необходимо стремиться к высокому выходу светлых фракций и ограничить использование нефтей с высоким содержанием трудно перерабатываемых углеводородов.

Несмотря на более высокую растворяющую способность нефти с большим содержанием легких фракций при одинаковых температурных условиях, эта нефть влияет на процесс формирования и накопления отложений парафина и структурообразование преимущественно за счет содержания смол и асфальтенов - основных строительных материалов. В результате растворяющая способность такой нефти понижает температуру массовой кристаллизации парафина.

Однако важно отметить, что количество отложившегося парафина увеличивается с течением времени, что связано с различными факторами, такими как изменение температуры, давления и содержания веществ в нефти.

Полученные данные подчеркивают необходимость разработки более эффективных методов предотвращения образования отложений парафина в нефтяных скважинах. Это может быть достигнуто, например, с помощью использования специальных химических реагентов, выравнивания давления или регулировки температуры.

Также следует учитывать, что отложения парафина могут привести к снижению производительности скважин и увеличению затрат на обслуживание. Поэтому важно проводить регулярную мониторинговую работу для выявления проблемных зон и принятия своевременных мер [18].

Важно отметить, что не только добыча нефти способствует образованию АСПО, но и транспортировка, хранение и переработка нефти. Поэтому, чтобы минимизировать риск образования АСПО, необходимо взять во внимание все этапы добычи и переработки нефти, а также внедрять современные меры предотвращения образования АСПО.

1.3.4 Коррозия

Коррозия представляет собой процесс, при котором материалы разрушаются под воздействием физико-химических взаимодействий с агрессивной окружающей средой, что приводит к уменьшению их эксплуатационных характеристик и разрушению.

Коррозионные процессы, происходящие с металлами и неметаллами, отличаются механизмами и кинетикой. Металлическая коррозия возникает тогда, когда уменьшается свободная энергия системы из-за коррозионного процесса. Одним из основных факторов, влияющих на коррозию, является окружающая среда, где происходит процесс разрушения. Таким образом, существует несколько классификаторов, используемых различными научными школами, для определения типа коррозионных поражений. Однако, из-за того, что процессы коррозии могут происходить в разных условиях и средах, единой и всеобъемлющей классификации не существует. У разрушительного процесса коррозии бывает немало разновидностей,

которые можно разделить на группы в зависимости от того, в каких условиях он происходит. Например, могут присутствовать такие типы коррозии, как атмосферная, газовая, в неэлектролитах и электролитах, подземная, биокоррозия, а также коррозия блуждающим током. Для выявления принадлежности процесса к конкретному типу коррозии требуется анализ условий его возникновения.

Кроме того, условия процесса могут меняться и приводить к появлению других видов коррозии, например, таких, как контактная, при погружении (неполном и полном), щелевая, при переменном погружении, при трении, межкристаллитная и под напряжением. В стандарте ИСО 8044 есть специальные термины, которые определяют распространенные типы коррозии и характеризуют повреждения поверхностей.

При взаимодействии с пластовыми флюидами снаряжение может быть подвергнуто коррозии - либо общей, либо местной. Общая коррозия является самым распространенным типом, который может быть неравномерным и приводить к скорости разрушения между 0,1 и 0,5 мм в год. Причиной этой коррозии могут стать как воздействие на всю поверхность металла, так и на определенные части, однако это может привести к полному разрушению. Одним из недостатков общей коррозии является то, что ее глубина проникновения может быть разной для разных участков поверхности, что в конечном итоге негативно влияет на степень повреждения снаряжения.

Локальная (местная) коррозия проявляется на гораздо более ограниченной поверхности металла, обычно вызывая меньшие, но более сильные повреждения. Она может иметь различные формы, такие как железные и бронзовые пятна, сквозные отверстия и т.д.

Для того, чтобы предотвратить коррозию, необходимо принять меры по защите металлических поверхностей, например, нанести защитный покрытие или применить противокоррозионные элементы в конструкции. Важно также проводить регулярные проверки и обслуживание оборудования, чтобы быстро обнаружить и устранить признаки коррозии.

Один из основных видов локальной (местной) коррозии в скважинном оборудовании - это питтинговая (язвенная) коррозия. Наиболее часто это происходит в тех случаях, когда применяются малокачественные материалы для изготовления оборудования. Часто причиной питтинговой коррозии являются неровности на поверхности металла, которые могут быть вызваны токами и электродинамическими процессами. Кожухи, трубы, затворы и многие другие детали скважинного оборудования, которые находятся в контакте с агрессивной средой, подвержены этому коррозионному виду. Существует несколько способов предотвратить питтинговую коррозию, включая использование качественных материалов, мониторинг состояния оборудования и регулярное обслуживание оборудования как часть общей стратегии управления рисками.

При дефектации скважинного оборудования, такого как насосно-компрессорные трубы, элементы УЭЦН, кабельные линии и т.д., необходимо учитывать различные виды коррозионных разрушений. Их классификация, включающая пятнистую, бороздную, платообразную, мейза-, контактную и подпленочную коррозию, а также гальваническую коррозию, является одним из наиболее часто используемых подходов в нефтяных компаниях.

Один из видов коррозии, пятнистая коррозия, проявляется на поверхности металла в виде зон с разрушенной областью распределения цвета, а бороздная коррозия характеризуется наличием глубоких (до 2-3 мм) впадин в металле. Платообразная коррозия, в свою очередь, создает области пятнистости и ряда вытянутых глубоких пластин, а мейза-коррозия проявляется в виде насыщенных пятен, которые имеют зигзагообразную форму.

Также следует учитывать контактную коррозию, возникающую при контакте различных материалов на поверхности металла, и подпленочную коррозию, возникающую при наличии защитного слоя на металле. Гальваническая коррозия проявляется при наличии разных металлов в контакте с окружающей средой, и может привести к быстрой

разрушительной деятельности.

Учитывая все эти виды коррозии, необходимо правильно выбирать материалы для оборудования и проводить регулярную дефектацию металлических элементов.

1.3.5 Влияние свободного газа

В добычной отрасли нефти широко применяют погружные центробежные насосы ЭЦН. Их задача - откачивать из скважины не только нефть, но и пластовую воду и газ.

Анализ данных показывает, что количество газа, выделяющегося из жидкости при ее продвижении по стволу скважины, является переменным параметром. Оно зависит от термодинамических условий и характеристик газожидкостной смеси, что усложняет процесс добычи нефти.

Именно поэтому проектирование и настройка центробежных насосов для работы на газожидкостные системы (ГЖС) требует особого внимания и профессиональной экспертизы. Кроме того, необходимо учитывать индивидуальные особенности каждой скважины и корректировать параметры работы насоса в соответствии с ними.

Увеличение объемной доли газа в жидкостной смеси может сорвать подачу в работе насоса. Кроме того, насос может работать достаточно устойчиво при малом количестве газа, хотя подача и давление будут ниже. Данный эффект может быть обнаружен при работе центробежного насоса на скважине с высоковязкой нефтью и значительными запасами газа.

Важным фактором является определение количества свободного газа в жидкостной смеси, что позволит правильно выбрать насос для работы и, таким образом, оптимизировать процесс извлечения нефти и газа.

Одной из основных проблем, с которой сталкиваются работники скважинной промышленности, является наличие свободного газа. В работе ЭЦН существует значительное ограничение, которое негативно влияет на параметры центробежного насоса. Исследования, выполненные несколькими

авторами, включая П.Д. Ляпкова, С.Г. Бажайкина, Дж. Принетти и Дж. Скарси, показали наличие газовых каверн в каналах, которые не участвуют в общем течении смеси. Это приводит к быстрому ухудшению эффективности работы центробежного насоса. Для решения этой проблемы рекомендуется использовать стробоскоп для визуального контроля структуры потока, проходящего через каналы.

Формирование газовых каверн имеет принципиальную важность для работы центробежного насоса, и поэтому метод, который позволяет уделить этому процессу особое внимание и внести необходимые коррективы, приобретает неоспоримую ценность. Применение данного подхода также включает изучение основных причин, которые могут вызвать резкое ухудшение параметров работы насоса при росте газосодержания. Цель заключается в том, чтобы улучшить эффективность работы ЭЦН, поэтому это становится важной задачей.

Блокирование насоса может произойти из-за застревания газа в первых ступенях насоса, что снижает напор ступени. Другой фактор, влияющий на работу ЭЦН, - это свободный газ, который способен снижать объем жидкости на 3 ступени. Причиной этого явления является стремление газа скапливаться у центра ступени, блокируя поток жидкости. В поле центробежных сил жидкость и газ разделяются, что также влияет на эффективность работы насоса. Чтобы избежать срыва подачи, необходимо учитывать величину газосодержания в жидкости, поступающей в насос. Эти факторы играют важную роль в устойчивости работы ЭЦН и требуют постоянного контроля [35].

2 Анализ мероприятий по совершенствованию эксплуатации скважин с установками электрических центробежных насосов

2.1 Методы предотвращения или ограничения поступления механических примесей

Различают две значительные группы методов для уменьшения проникновения механических примесей в насосную установку. В первую группу входят технические меры, которые включают установку фильтра на приеме скважины и над насосом. Во вторую группу входят технологические методы, которые образуют химические и профилактические способы, такие как замедление депрессии на пласте, усовершенствование качества технологических растворов для глушения и промывки жидкостей, и закрепление проппанта. Если встречаются абразивные механические примеси с узлами глу ГНО, то это приводит к ряду процессов, включая радиальный износ подшипников ЭЦН, промывание и износ ступеней, засорение насоса и износ подшипников гидрозащиты и т.д.

Существует проблема – текущее определение количество взвешенных частиц (КВЧ), изложенное в технических условиях официальных производителей и требованиях организаций, добывающих нефть, не является полным отражением процессов, происходящих в подводной установке (таблица 2.1). Именно показатель КВЧ отображает этот аспект.

Таблица 2.1 – Твердость основных материалов мехпримесей (по Моосу)

Твердость основных материалов мехпримесей (по Моосу)	
Проппант	9
Кварц	7
Плагиоклаз	6
Обломки пород	6-7
Кальцит	3
Биотит, мусковит	2
Гидроокислы железа	1
Углистое вещество	0
Глина	0

Часто засорение ЭЦН и увеличение вибрации приводят к серьезным проблемам и значительным финансовым потерям. Борьба с последствиями такой проблемы обычно оказывается намного более дорогостоящей, чем предотвращение ее возникновения. Именно поэтому принятие мер по предотвращению засорения является важной задачей для производителей.

Одним из примеров успешной борьбы с засорением являются меры, принятые в Лукойл–ТПП «Лангепаснефтегаз». Благодаря им удалось значительно снизить риск засорения, а, следовательно, уменьшить трудоемкие и дорогие ремонты скважин и оборудования.

Одним из последствий засорения является интенсивный износ электрических центробежных насосов, что может привести к серьезным простоям скважин. Кроме того, порча дорогостоящего оборудования также становится серьезной проблемой, которая влияет на бюджет производителей. Все эти факторы усугубляют экономические последствия засорения.

В связи с этим производители нефтегазовой продукции стремятся наладить меры по регулярному контролю качества скважин и введению профилактических мер. Речь может идти о мероприятиях, связанных с регулярной очисткой скважин, контролем нагрузок на оборудование и многими другими. Важно понимать, что только предотвращение засорения может стать решающим фактором в успешной добыче нефтепродуктов.

Вопрос предотвращения отказов по мехпримесям в нефтедобыче является одним из наиболее актуальных и важных. Для предотвращения таких отказов существует несколько групп мероприятий. Для избежания отказов по мехпримесям была разработана целая серия мероприятий. Среди них особо выделяются использование специальных фильтров для очистки жидкости, применение солерастворных узлов для подготовки жидкостей глушения, регулярная проверка содержания КВЧ в жидкости, производимая с помощью лабораторного анализа. Также важно периодически промывать автоцистерны, которые используются для доставки жидкости, а также отбирать пробы на КВЧ при эксплуатации с контролем за их содержанием.

Кроме того, для предотвращения падения посторонних предметов в скважины во время СПО используются специальные обтираторы.

Нередко появление отказов по мехпримесям связано с неправильным выбором и использованием оборудования. Чтобы избежать подобных ситуаций, необходимо тщательно подбирать и проверять оборудование перед его использованием, а также уделять время и внимание обучению сотрудников правильному использованию оборудования.

Однако, помимо профилактических действий рабочих, также необходимо продумать меры критичной безопасности, так как отказы по мехпримесям могут привести к серьезным последствиям для работников и окружающей среды. Поэтому следует разработать и регулярно проводить тренировки по эвакуации на случай экстренных ситуаций.

Безусловно, вопрос предотвращения отказов по мехпримесям является многогранным и требует комплексного подхода и постоянного контроля. Однако, если соблюдать необходимые меры предосторожности, уделять внимание обучению и регулярно проводить проверки, можно добиться лучших результатов в этой области.

Важным аспектом является контроль скорости потока жидкости в ближнезабойной зоне скважины, что может быть достигнуто путем регулирования давления на забое. Такие организационные меры призваны обеспечить гарантированное соответствие качества работ и предупредить возможные аварийные ситуации.

Когда дело касается эксплуатации скважин, каждый инженер задается вопросом, как оптимизировать работу УЭЦН и продлить срок его службы. Существует множество методов и приемов, которые помогают достичь этой цели.

Первоначально следует провести исследования оборудования на местах скважин перед тем, как принимать дальнейшие меры. Важным этапом может являться полное обследование забоя после первой поломки гибкого неотклоняемого трубопровода, которая произошла после гидравлического

расчета и бурения второго ствола. С учетом гидродинамических особенностей скважины можно сократить точку подвеса УЭЦН, что поможет осадить мехпримеси перед входом в насос. Увеличение скорости потока жидкости через насос и объемов перекачиваемой жидкости может быть достигнуто с использованием частотных преобразователей на повышенных частотах. Еще одно средство улучшения работы УЭЦН - это очищение насоса с использованием его собственной жидкости.

Только так можно добиться наиболее оптимальных результатов и продлить жизнь УЭЦН.

Закрепление призабойной зоны пласта(ПЗП) Одним из главных источников мехпримесей является сама призабойная зона пласта, а если пласт представлен рыхлыми породами, то проблема только усугубляется. Малейшее изменение давления и прилив более или менее жирных углеводородов уже может стать причиной выноса большого количества мехпримесей, что в свою очередь приведет к разрушению ПЗП.

В свете этого у специалистов «Варьеганнефтегаза» возник вопрос: как бороться с проблемой, которая неизбежно встречается при добыче нефти и газа? Они придумали и опробовали несколько технологий, одной из которых является гравийная набивка. Суть этой технологии заключается в том, что за колонну закачивается песок, который создает искусственную стенку ПЗП - заколонный фильтр. Он сделан из материалов, которые более или менее однородны с породой, блокируя тем самым вынос мехпримесей.

Также специалисты обратились к многолетнему опыту других компаний в нефтяной отрасли и разработали современные технологии, такие как установка фильтров-угловых скважин и строительство насыпей из гравия, которые эффективно помогают бороться с данной проблемой. В итоге, эксперты уверены, что использование этих технологий позволит уменьшить количество мехпримесей и значительно продлить жизнь скважин.(рисунок 2.1)

Перед нами целый комплекс работ, который проводился на двух скважинах с привлечением иностранных специалистов и использованием импортного оборудования. Это требовало значительных финансовых затрат, но результат получился внушительный.

Такой подход позволит значительно увеличить производительность нефтедобывающего предприятия и снизить затраты на эксплуатацию. Несмотря на высокую стоимость внедрения, результаты, которые мы получили, являются очень обнадеживающими.

. Это даёт возможность добывать нефть и газ из сложных пластов с максимальной эффективностью и безопасностью.

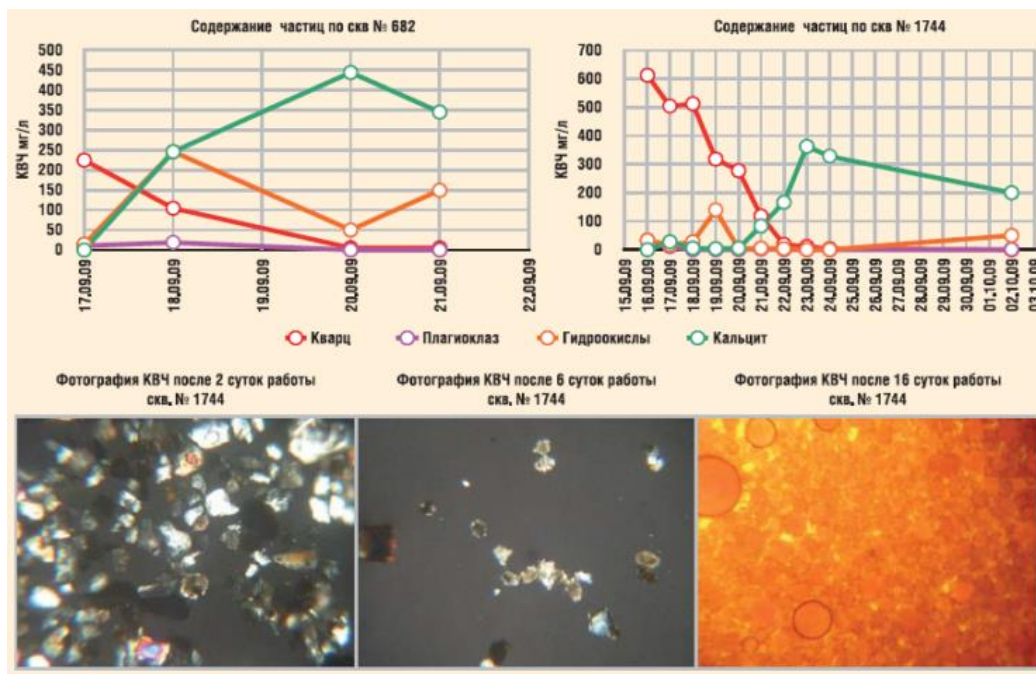


Рисунок 2.1 – KBЧ после гравийной набивки

Существует группа методов, предотвращающих вынос механических примесей при добыче нефти, к которой можно отнести технологию "ЛИНК". Эта технология основана на использовании полимера, который смешивается с закрепителем и газообразователем. Закачивая этот состав в призабойную зону пласта, он начинает вспениваться и образует поровую прослойку, напоминающую по структуре пемзу. Это позволяет предотвратить разрушение пласта, так как песок становится связанным. Операция включает закачку буферной оторочки (6-8 м³), рабочего состава (0,7-0,8 м на 1 метр

эффективной толщины) и гидрофобной жидкости, такой как нефть или солянка, и т. д.

Для ввода скважины в эксплуатацию необходимо осуществить закачку специального рабочего состава порядка 1,5-2,0 раз большего объема, чем имеется в скважине. После такой процедуры требуется дождаться процесса реагирования и отверждения, после чего можно постепенно начинать использовать данную скважину.

Действия ГРП остаются основным источником содержания мехпримесей в продукции скважин на настоящий момент. Некоторая часть пропанта остается недостаточно закрепленной, что приводит к возможному выносу его из пласта, несмотря на интенсивное освоение скважины. В рамках фонда «РН-Пурнефтегаз» данная проблема также возникает и является основной причиной отказов от осложнений. Согласно экспертам из «Варьеганнефтегаз», эта технология оказалась более эффективной в 2,5 раза при работе на производстве.

Для борьбы с проблемой выноса песка после гидравлического разрыва пласта специалисты компании «РН-Пурнефтегаз» использовали технологию закачки RCP-пропанта. Эта методика включает в себя создание спекшейся упаковки пропанта в призабойной зоне, которая сдерживает механические примеси, разрушенные при разрыве. Образование этой упаковки достигается благодаря активации спекания RCP-пропанта. Главной целью этой технологии является предотвращение выноса крупнодисперсного песка, (рисунок 2.2).[31]



Рисунок 2.2 – Спекание RCP-пропанта при низкой температуре (25°C)

Скважинные фильтры, входные модули

В последние годы борьба с мехпримесями достигла большого расцвета в применении скважинных фильтров и входных модулей УЭЦН. Хотя крепление призабойной зоны на наших промыслах применяется редко из-за высокой стоимости операции, мехпримеси все же стали основной причиной отказов скважинного оборудования, на что указывает 23% засорение механическими примесями в ООО «РН-Юганскнефтегаз» в 2009 году. Солеотложения составили еще 22%, а необеспеченный приток — 14%. С учетом этой ситуации, в течение последних двух лет, наряду с использованием других технологий, было проведено испытание целого ряда различных типов фильтров.

На предприятии применяются различные типы фильтров, включая подводные, фильтры, включенные в состав скважинного оборудования и фильтры, работающие вместе с насосом для скважины. Один из наиболее эффективных фильтров - ФС-73, который используется в зоне перфорации, устанавливая его в цепи с отсекающим пакером и комплектом переводников (рисунок 2.3). Он обладает тонкостью фильтрации 300 мкм и успешно улавливает как мелкие, так и крупные частицы воды, благодаря специальному фильтрующему элементу, изготовленному из нелегированной стали.

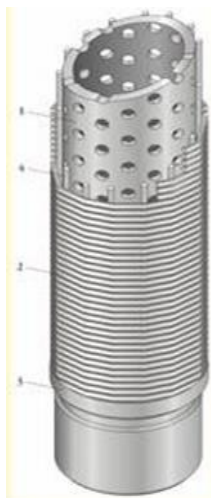


Рисунок 2.3 – Фильтр ФС-73

В "РН-Юганскнефтегаз" были внедрены разные фильтры, в том числе насадка ФНТ от ПО "СТРОНГ". Для проведения рейсов УЭЦН под пакером ПРС-146, этот фильтр может использоваться без подъема. Тем не менее, как любое другое устройство, ФНТ-фильтр имеет свои недостатки, включая засорение колонны, риск аварии и прихвата при извлечении устройства, или необходимость дополнительных мероприятий для установки фильтра с пакером, что увеличивает время текущий ремонт скважин(ТРС)(рисунки 2.4).

Фильтроэлемент из высокопрочной профилированной нержавеющей стали с толщиной фильтрации 200 мкм был внедрен производителем для решения проблемы несрабатывания пакеров. По словам производителя, этот подход оказался эффективным. Этот фильтр доказал свою эффективность на сложных скважинах. На ОАО "Удмуртнефть", где отказы УЭЦН вызывали механические примеси, категория отказов составила почти половину (47%). Внедрение фильтрующих модулей ФРП в сочетании с организационными мероприятиями дало хорошие результаты.

Количество отказов УЭЦН снизилось на 44% по сравнению с 2007 годом, большинство из которых связаны с механическим износом рабочих органов после проведения ГРП или ПВР на фонде НГДУ. В 2008–2009 годах модуль ФРП фильтров песочных пружинных разработки и производства ООО «Русэлком» был успешно испытан на 8 скважинах. Установка ФРП рекомендуется на скважинах с большим выносом механических примесей, а также на скважинах, которым проводилась ГРП..

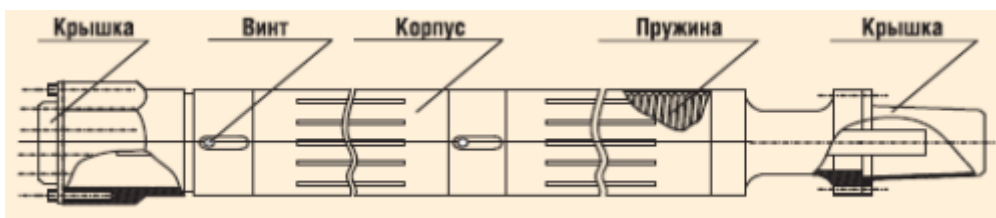


Рисунок 2.4 – Входной модуль ФРП УЭЦН

Два новых типа фильтрующего оборудования были протестированы в «РН-Юганскнефтегазе» в 2010 году. Установленные под УЭЦН с разобщителем и фильтроэлементом в виде сетки, фильтры ФПБН ООО

«Борец» были первыми. Вторым видом оборудования были противоточные фильтры производства ЗАО «СТРОНГ», которые также устанавливаются под УЭЦН. Они были сконструированы с использованием центробежной фильтр-насадки для часто ремонтируемых по причине высокой КВЧ скважин.

Фильтры ЖНШ

Специальные модули ЖНШ с щелевыми фильтрами, используемые в качестве замены входных модулей в глубинных установках, были успешно применены в фонде «РН-Юганскнефтегаза». Их высокая эффективность подтвердила их надежность в ходе эксплуатации. Большое количество применений делает их очень популярными на рынке. (рисунок 2.5.).

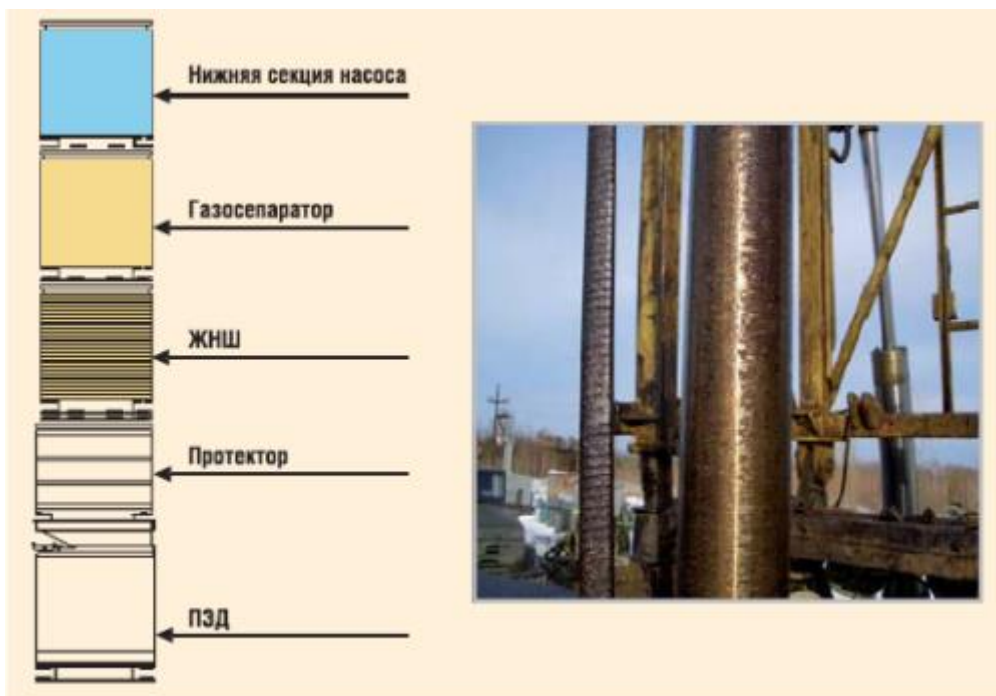


Рисунок 2.5 – Входной фильтр-модуль ЖНШ.

В «РН-Юганскнефтегазе» принято использование фильтро-модуля ЖНШ для защиты отечественных УЭЦН. Этот фильтро-модуль используется только в роли газосепаратора без входного модуля и ставится между гидрозащитой и нижней частью УЭЦН. Сделанный из высокопрочной профилированной нержавеющей стали, фильтроэлемент обладает тонкостью фильтрации 200 мкм. С 2006 по 2008 годы было проведено внедрение более 300 различных комплектов. Однако, хотя фильтр может быть полезен для УЭЦН, работающих на скважинах с КВЧ более 100 мг/л и 500 мг/л

соответственно, а также после ГРП, его главным недостатком можно назвать высокую цену. Несмотря на это, преимущества фильтра включают возможность его использования в качестве компонента УЭЦН и возможность его ремонта.

Используя специальные фильтры ЖНШ, эксперты компании "Газпромнефть" провели тщательные исследования, которые привели к значительным результатам. Теперь эти фильтры могут защищать установки ЭЦН и УЭЦН с производительностью 440 м³/сут и 220 м³/сут соответственно, имеющие размер до 5-го габарита.

Длина фильтров может составлять от 4 до 12 метров и зависит от давления на ЖНШ. В то же время количество проводимых ГРП остается высоким, а количество скважин, оборудованных фильтрами ЖНШ, постоянно увеличивается. Нарботка на отказ на предприятии выросла на 15% к 2008 году к концу 2009 года и достигла 415 суток на 1 января 2010 года.

Шламоуловители

ООО "РН-Юганскнефтегаз" успешно использует более 400 комплектов ШУМ - шламоуловителей на протяжении уже более 15 лет. Они являются дополнительной модуль-секцией в составе УЭЦН, (рисунок 2.6). Фильтроэлемент, присутствующий в этих устройствах, позволяет улавливать твердые взвешенные частицы и является их главным преимуществом. Кроме того, устройства имеют модульную конструкцию и возможность быстрого ремонта, что дополнительно облегчает их эксплуатацию. Однако, необходимо учесть, что шламоуловители не эффективны после использования ГРП и фильтроэлементы быстро забиваются при высоких значениях КВЧ. В также производительность фильтра оставляет желать лучшего, не превышая 200 м³/сут..

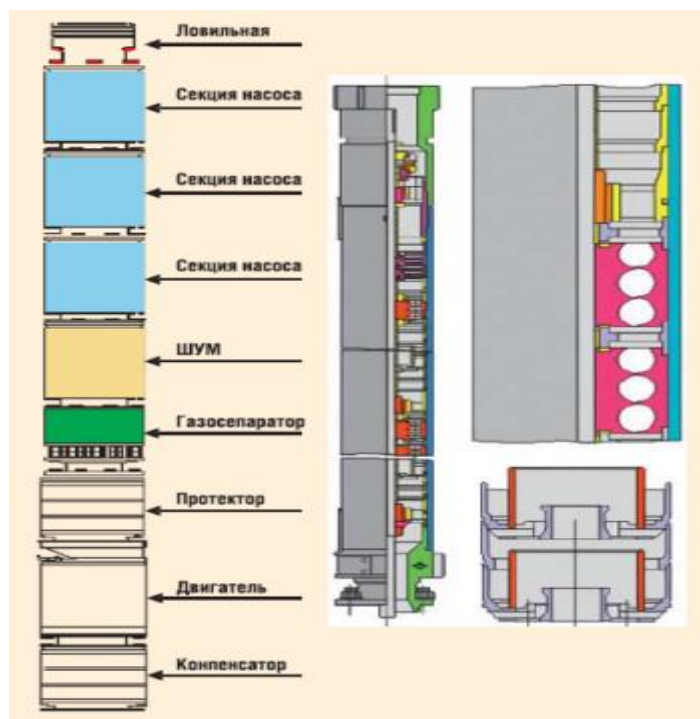


Рисунок 2.6 – Шламоуловитель ШУМ

В прошлом опыте компании "РН-Пурнефтегаз" использование фильтров ЖНШ было не эффективным, поэтому появилась идея использовать верхние шламоуловители для УЭЦН, которые тоже оказались успешными в достижении положительного эффекта.

Специалисты «РН-Пурнефтегаза» начали широкомасштабное внедрение шламоуловителей после 2008 года из-за очевидной эффективности. Нарботка на отказ на установках, которые были оснащены высокогерметичными клапанами типа КМ и шламоуловителями в комплекте, оказалась выше в среднем на 45 суток.

Сепаратор мехпримесей

В течение 2008-2009 годов в компании "РН-Юганскнефтегаз" был проведен эксперимент с использованием нового оборудования, разработанного для борьбы с механическими примесями. Сепаратор мехпримесей ПСМ5114, созданный "Новомет-Пермь", представляет собой устройство для разделения механических частиц и их накопления в специальном контейнере. Он также препятствует пиковому выносу механических примесей при запуске УЭЦН, производит двухступенчатую сепарацию газа и обеспечивает гидравлическое разделение (рисунок 2.7).

Работа сепаратора основана на том, что поток механических частиц проходит через устройство, активируя погружной двигатель. Однако благодаря гидравлическому разделителю, механические примеси остаются выше сепаратора.

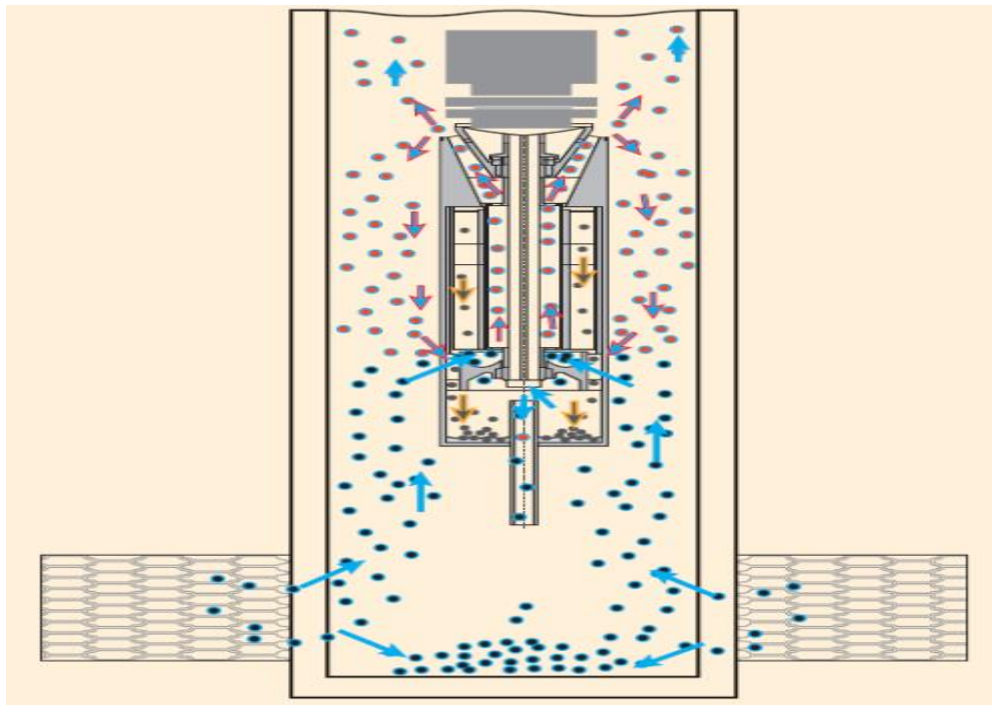


Рисунок 2.7 – Сепаратор мехпримесей ПСМ5-114

Произведены испытания пяти различных комплектов оборудования и выявлено, что наработка на отказ после внедрения увеличилась на 111 суток в среднем. Результаты этих испытаний привели предприятие к решению приобрести 40 комплектов сепараторов данного типа в 2010 году. Это произошло потому, что до внедрения средняя наработка на отказ составляла только 163 суток, в то время как после внедрения она увеличилась до 274 суток. [31].

2.2 Мероприятия по борьбе с солеотложениями

Чтобы успешно бороться с повторным осаждением солевого слоя в скважине и пластовой среде, необходимо быстро и безопасно убирать его, не повреждая труб. Для предотвращения снижения добычи часто применяют растворители в процессе интенсификации пласта. Для повышения эффективности удаления солевых продуктов отложения важными являются

тип, количество, физическое состояние и структура осадка. Ограниченный выбор методов может способствовать быстрому возобновлению солеосаждения [13].

Задавка ингибитора в пласт

Существуют различные способы обеспечения защиты от коррозии, включая применение как одного, так и нескольких химических соединений, которые могут сокращать скорость процесса без влияния на концентрацию других коррозионных реагентов. Проект «Система новых технологий» в 2008 году провел 20 операций по задавке ингибиторов в пласт для увеличения действующего фонда скважин на предприятии «РН-Пурнефтегаза» в рамках ОПИ. В течение последних лет на предприятии происходил параллельный рост солеотлагающего фонда и фонда скважин.

Большие успехи были достигнуты в 2009 году благодаря новой технологии, внедренной на Южном Харампуре. Некоторые из них включают защиту большого количества солеотлагающего фонда с использованием ингибитора в ПЗП и рост наработки УЭЦН на отказ по скважинам с 48 до 203 суток. Было выявлено отклонение фактического выноса от прогнозированного на 9-10%, при анализе выноса ингибиторов по скважинам, на которых проводились задавки в пласт. Однако, даже при снижении их концентрации до 10 мг/л, использованные ингибиторы сохраняют свою эффективность, что гарантирует сохранность защиты скважины.

Результаты исследований, проведенных институтом РН-УфаНИПИнефть, подтверждают эффективность технологии для месторождений "РН-Пурнефтегаза". Показатели наработок во всех предприятиях превышают предыдущие результаты. Рисунок 2.8 демонстрирует оптимистичный прогноз по солеотлагающим фондам для этих месторождений (рисунок 2.8).

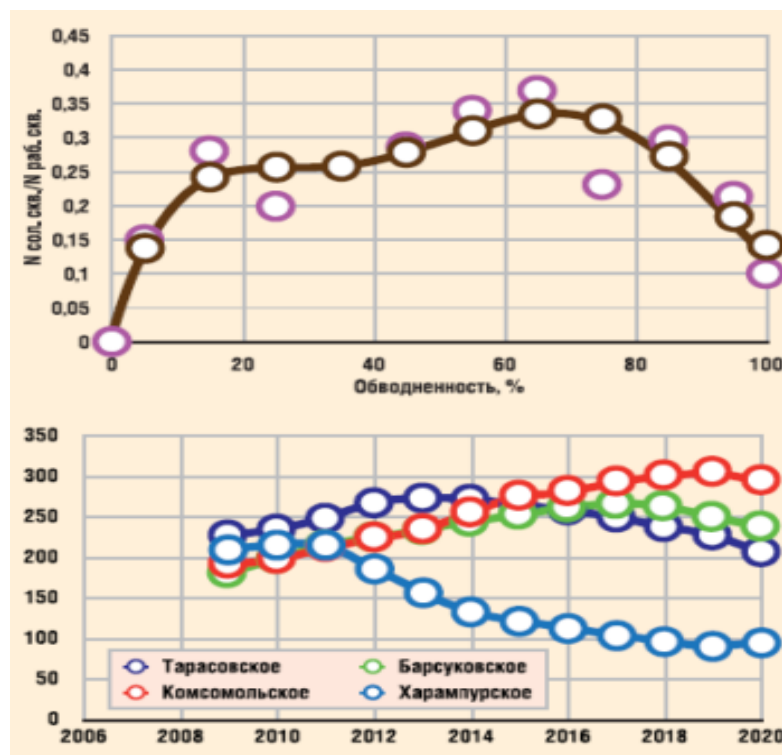


Рисунок 2.8 – Прогноз количества солеотлагающих скважин по основным месторождениям «РН-Юганскнефтегаза»

Наработка УЭЦН на отказ в «РН-Пурнефтегазе» — более чем в пять раз. Собственными силами проведены успешные задавки ингибиторов ОЭДФ и «Акватек».

Применение электроприводных устьевых дозаторов

Ингибиторы «Акватек» и «Инсан» были применены на солеотлагающем фонде «РН-Пурнефтегаза» с 2007 года в рамках метода доставки ингибитора через электроприводные устьевые дозаторы (УДЭ). Они защищают оборудование, предотвращают солеотложения и коррозию путем контролируемого введения реагентов в скважину под определенным давлением и объемом, а также передачи информации о состоянии оборудования по коммуникационным каналам. В промышленности все чаще используются УДЭ в качестве метода доставки ингибитора на солеотлагающих фондах предприятий. [32]

В следующем году запланированы экспериментально-промышленные проверки новых, сухих гранулированных ингибиторов солеотложений. Использование ультразвуковой дефлегматорной емкости позволило

увеличить наработки (УЭЦН) на фонде скважин с 80 до 254 суток. В «Газпромнефть - Ноябрьскнефтегазе» считают использование УДЭ наиболее оптимальным в условиях эксплуатации фонда. Это особенно важно, учитывая тот факт, что та же сервисная организация, которая обслуживает дозаторы, стала поставщиком ультразвуковых дефлегматоров (УДРов), что предотвращает простои дозаторов и, как следствие, остановки скважин.

На текущем предприятии происходит продление реализации УДЭ на фонде скважин.

Метод периодического дозирования

ОАО «Самотлорнефтегаз» достигло впечатляющих успехов при использовании нового метода подачи ингибитора, известного как «периодическое дозирование» компания столкнулась с проблемой солеотложения и для ее решения использовала реагенты "Акватек", Descum, а также ПАФ. Однако, сейчас они были заменены на ингибиторы "Фокс" и Dodiscale, которые успешно прошли исследования и доказали свою эффективность. Ранее, компания применяла 5-процентный раствор "Фокс" с дозировкой 11 г/тонна в течение 15-30 дней. Эта работа стоила в промежутке от 30 до 61 тысяч рублей, включая стоимость реагента и технологию. Несмотря на 95% результативность, в 2008 году были проведены исследования, в ходе которых были применены более концентрированные растворы ингибиторов "Фокс" и Dodiscale, причем с применением в периодичность 15 дней.

Была успешно проведена технология удаления солей на месторождении «Самотлорнефтегаза» - это купол, находящийся на Самотлорском месторождении с большой газовой шапкой. При использовании ингибитора с названием "Фокс" была достигнута эффективность на 95,8%, а при применении ингибитора Dodiscale - на уровне 90%.

Разработка этой части месторождения всегда была проблемой из-за высокой концентрации солей, вызванной использованием химпродуктов для

повышения нефтеотдачи в прошлом. Эта проблема является актуальной не только для данного месторождения.

Погружные скважинные контейнеры

Для предотвращения солеотложений и коррозии в УЭЦН используются скважинные контейнеры с жидким, твердым и капсулированным ингибитором. Монтировать их можно под ПЭД или ТМС для дозирования ингибитора на уровне, где только начинается процесс солеотложений. КСТР, предназначенный для твердого ингибитора, состоит из набора корпусов, соединенных муфтами (рисунок 2.9).



Рисунок 2.9 – Контейнер скважинный для твердого ингибитора

Вдохновленный инновационным инженерным подходом, я решил более подробно изучить принцип работы дозирующего устройства, используемого при эксплуатации скважин. Начнем с того, что специально разработанный ингибитор заполняет корпус контейнера, который имеет нижнюю часть с дозировочным отверстием и рабочую камеру, где расположена система каналов для попадания пластовой жидкости. Дело в том, что в процессе эксплуатации в термопластичную матрицу ингибитора

приходит пластовая жидкость, что приводит к его текучей форме. Под воздействием гравитационных сил ингибитор вытекает через откалиброванное дозировочное отверстие и попадает в рабочую камеру дозирующего устройства. Там, в пластовой жидкости, он оказывает свое действие до тех пор, пока полностью не растворится по диффузионному механизму. Затем, путем подачи через небольшие отверстия, полученный состав поступает в скважину. Это устройство способно производить дозирование разного уровня сложности, что обеспечивает точное и экономичное использование ингибитора в рамках технологического процесса фасования скважин.

С середины 2008 года сервисная компания «АЛНАС-Н» на фонде ОАО «Томскнефть ВНК» использует инновационный подход для борьбы с отложениями солей на ЭЦН. Инженеры компании успешно применили подачу ингибиторов с помощью новейших скважинных контейнеров (ПСК), что является эффективным способом устранить нежелательные отложения на магистральных газопроводах.

При использовании ПСК, критически важно соблюдать все технологические процессы и инструкции, чтобы добиться максимального эффекта при борьбе с отложениями солей. Скважинные контейнеры являются эффективным, экономичным и безопасным методом, так как они позволяют избежать дополнительных расходов на очистку скважин и на сервисное обслуживание, что также положительно сказывается на общей продуктивности работы.

Для эффективного применения ингибитора в УЭЦН необходимо учитывать типоразмеры оборудования, так как срок полезного действия ингибитора различается в зависимости от них. Например, УЭЦН-80 может использоваться с ингибитором технологии от «АЛНАС-Н» в течение 180 суток. Однако, с возрастанием типоразмера оборудования, срок действия ингибитора может сокращаться.

Кроме того, стоит учитывать, что применение ингибитора возможно только в скважинах, где температура пласта не превышает 80°C. Превышение этой температуры может привести к быстрому растворению ингибитора.

Оценка результатов эксплуатации фонда с ПСК показала необходимость комплектации всех низкодебитных УЭЦН комплексами ПСК для защиты от образования солей в период вывода на режим. А значит, важно правильно выбирать соответствующие комплектующие для оборудования, чтобы обеспечить его стабильную работу на протяжении всего срока эксплуатации.

Благодаря успешному решению, фонд "Томскнефть ВНК" смог улучшить работу нескольких скважин и вывести их из категории часторемонтируемых. Это дало положительный эффект для работы всего производства.

Перед тем, как было принято решение, инженеры тратили hours на поиск и устранение проблем в работе скважин. Это сильно затягивало весь процесс добычи, но благодаря технологии с ПСК, время наработки увеличилось на целых 155 суток, что ускорило производственный процесс.

Теперь специалисты по добыче нефти и газа могут чувствовать себя увереннее, зная, что в своей работе они могут полагаться на технологии, которые улучшают работу скважин. Все это способствует росту производительности отрасли и обеспечивает экономический рост страны.

Кроме того, применение технологии с ПСК позволяет вывести на пенсию множество устаревших инструментов, которые раньше использовались для ремонта скважин. Это существенно сокращает затраты на обслуживание и ремонт скважин, тем самым повышая рентабельность производства.

Инновации и технологии всегда будут играть важную роль в процессах добычи нефти и газа. Без постоянного развития этого сектора, экономическое развитие страны будет тормозиться. Поэтому применение новых технологий

становится все более актуальным и необходимым фактором в современном мире.

2.3 Методы по борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

Для преодоления проблемы оседания АСПО в трубах насосно-компрессорных систем применяются различные методы, которые варьируются в зависимости от степени интенсивности проблемы. Для уничтожения пороковых включений в трубах существуют такие эффективные методы, как применение тепло-электронагреватель(ТЭН) с электротермическим воздействием, и обработка нефтепродуктами, а также обработка горячей водой и паром. Однако наиболее часто используемым методом являются механические способы удаления АСПО. Через использование специальных штанг можно разрушить рыхлые или плавающие агрегаты в трубах. Чтобы повысить удачливость этой манипуляции, некоторые штанги оснащаются скребками. Для выполнения этой процедуры, штангу опускают на канате и удары разрушают пробки или выталкивают их в область повышенной температуры.

Кроме механических методов удаления, существуют и другие методы борьбы с АСПО. Например, методы электротермического воздействия используются в случае, когда механическая обработка невозможна или нежелательна. При этом на трубу наводится высокочастотный электрический ток, который нагревает АСПО и приводит к его разрушению.

Эффективным методом очистки труб от АСПО также является обработка горячей нефтью. Это позволяет не только удалить отложения в трубах, но и дополнительно смазать их внутреннюю поверхность. Альтернативой этому методу является обработка горячей водой и паром, которая также способна бороться с АСПО и прочими отложениями в трубах.

Важно подбирать подходящий метод очистки, исходя из конкретных условий и интенсивности отложений в трубах. Кроме того, необходимо

учитывать возможные последствия использования тех или иных методов на работу оборудования и наложение ограничений на его эксплуатацию в будущем.

Тепловые методы - одна из групп методов по борьбе с гидратообразованиями, которые на сегодняшний день считаются наиболее эффективными. Данные методы позволяют достичь определенных температур, которые способны разрушить гидратные структуры. Они используют различные теплоносители, такие как вода, пар и горячая нефть. Для обеспечения теплообмена между теплоносителем и гидратами применяются разнообразные установки, включая паропередвижные и депарафинизационные агрегаты, а также источники тепла в скважинах и электронагреватели различных типов и конструкций [13].

Общеизвестно, что гидраты могут серьезно затруднить добычу нефти и газа. Тепловые методы помогают избежать такой ситуации. Например, использование водяных паров для разрушения структуры гидратов в промысле - общепринятая практика. Также эффективным методом является применение горячей нефти. Метод, который называется "продувка скважины горячей нефтью", призван предотвратить образование гидратов в скважинах. Кроме того, электронагреватели могут быть использованы в качестве теплогенераторов для подогрева трубопроводов и предотвращения образования гидратов в длиннопротяженных разработках.

Исследования по разработке новых тепловых методов продолжаются. К примеру, проводится работа по применению ультразвуковой вибрации для разрушения гидратов. Был также разработан метод индукционного обогрева, при котором нагрев происходит за счет создания переменных магнитных полей. В ближайшем будущем ожидается появление новых методов борьбы с гидратообразованиями, которые позволят обеспечить более эффективную добычу углеводородов.

2.3.1 Механические методы борьбы

Перед проведением операции по борьбе с АСПО механическими методами необходим визуальный контроль состояния проволоки и скребка. Это поможет определить необходимость проведения дополнительных мероприятий для их эффективной работы.

Одним из таких методов является использование скребков. Технология заключается в спуске специального прибора в НКТ, который позволяет удалить отложения АСПО и поднять их на поверхность.

Для тугоплавких отложений применяются нагреваемые скребки, которые позволяют эффективно размягчить их и убрать со стенок трубы. Важно учитывать скорость оседания и отложения АСПО, а также эффективность удаления парафина при расчете количества спусков скребка.

Чтобы достичь требуемого количества спусков скребка, необходимы определенные расчеты и учет особенностей конкретного месторождения. Необходимость проведения таких операций обычно возникает на различных этапах эксплуатации скважины.

Для безопасной работы на скважине необходимо провести ряд подготовительных работ. Важнейшими из них будут осмотр лубрикатора, монтаж и подключение устьевого оборудования, такого как сальниковое устройство, верхний и нижний ролики блок-баланса, а также скребок, подключенный к проволоочной головке.

Следует также обратить внимание на необходимость регулярной замены элементов устьевого оборудования и скребка у глубоководных скважин, где повышен риск накопления песка и других механических частиц. Все эти меры помогут обеспечить безопасную и эффективную работу скважин, продлить срок службы оборудования и повысить его производительность.

2.3.2 Методы электротермического воздействия

Для создания эффективного устьевого оборудования в скважине, часто применяется метод нагрева АСПО с помощью электронагревателя. Для осуществления задуманного плана на скважине требуется специализированное оборудование, включающее лубрикатор с собственной уплотняющей прокладкой, манометр, отвод с трехходовым краном или схожее устройство.

Перед погружением прибора в скважину необходимо выполнить ряд подготовительных мероприятий. Сначала следует полностью открыть центральную задвижку, чтобы обеспечить свободный проход для прибора. Если в скважине наблюдается высокое избыточное давление, то запуск УЭЦН должен согласоваться с ведущим технологом цехом добычи нефти газа (ЦДНГ).

Кроме того, в процессе спуска прибора нужно контролировать его положение, чтобы своевременно предотвратить появление парафино-гидратной пробки. Для этого используется специальный прогиб кабеля. Если такая пробка все же возникает, то ТЭН включается для прогрева платформы.

После завершения проблемного этапа и прогрева, при подъеме на поверхность необходимо аккуратно закрыть центральную задвижку и проверить, что ТЭН находится в камере лубрикатора. Затем, чтобы демонтировать прибор, необходимо уменьшить давление в лубрикаторе до атмосферного и вытащить герметизирующий сальник.

И наконец, как только прибор будет извлечен из скважины, необходимо провести еще один этап - очистку скважины. В этой операции используется агрегат для депарафинизации (АДП), промывая ее горячей нефтью. Это позволит предотвратить ряд негативных последствий и обеспечить дальнейшее успешное эксплуатацию скважины.

Работа на нефтяной скважине может быть крайне сложной и опасной, поэтому безукоризненная подготовка всех инструментов и оборудования является необходимостью. Для того, чтобы завершить данную работу, необходимо осуществить вызов циркуляции в скважине или получить проход

в НКТ или затрубном пространстве. В процессе технических мероприятий внимание уделяется каждой детали, включая прочность, надежность и безопасность. Учитывая все эти факторы, эксперты совершенствуют свои навыки и внедряют инновационные технологии для успешной работы на нефтяных месторождениях. Кроме того, работа на скважине требует строгого соблюдения правил и норм безопасности, чтобы избежать возможных инцидентов и аварий.

2.3.3 Методы обработки горячей нефтью

Некоторые из самых эффективных способов удаления АСПО использовались на протяжении десятилетий, однако, наиболее распространенным является промывка горячей нефтью. Этот метод включает в себя не только расплавление АСПО, но и их растворение в нефти. Для достижения этой цели, необходимо разогреть нефть и депарафинизировать скважину в специальном агрегате, который способен растворить парафины и церезины с температурой плавления от 27 до 71 °С. После этого, разогретая нефть может быть закачана в скважину, при этом, температура окружающего воздуха не играет решающую роль, и она может меняться в широком диапазоне от -45 до +45 °С.

Кроме того, разогретую нефть можно закачать в скважину, используя как насосно-компрессорную трубу, так и затрубное пространство. Этот метод не только удаляет АСПО, но и предотвращает образование новых отложений парафина и церезина в будущем. Несмотря на эффективность метода, необходимо учесть, что он является довольно сложным и требует высокой квалификации специалистов. Тем не менее, использование этого метода в комбинации с другими технологиями может дать очень хороший результат.

Для эффективной промывки нефтяных скважин с использованием АДПМ необходимо правильно выбрать максимальную температуру нагрева нефти. Однако, при этом нужно помнить, что эта температура не должна

превышать 90% минимального показателя термостойкости отрезка кабельной линии, который спустили в скважину.

Исходя из всех этих требований, для достижения эффективной промывки скважины необходимо обеспечить не только правильную температуру нагрева нефти, но и правильный объём промывки. В данном случае, объём общей промывки должен быть не менее объёма скважины. Важно не забывать о всех требованиях и навыках при промывке скважин, чтобы достичь наилучшего результата.

2.3.4 Методы обработки горячей водой и паром

Существуют передвижные установки, называемые передвижная парогенераторная установка (ППУ-3М), которые могут генерировать пар на ходу автомобиля. Эти установки могут производить до 1 тонны пара в час при температуре в 310 градусов по Цельсию, и они используются для удаления парафина методом теплового воздействия. Установки включают прямоточный паровой котел, но, несмотря на это, процедуры очистки горячей водой или паром не очень популярны для удаления АСПО по сравнению с использованием горячей нефти.

Считается, что наиболее перспективным подходом к обработке АСПО является метод горячей воды с добавлением поверхностно-активные вещества (ПАВ). По сравнению с нефтью, вода обладает высокой теплоемкостью, что делает ее в более лучшим выбором. Однако, необходимо использовать специальные ПАВ, чтобы вода могла удерживать расплавленные АСПО.

При использовании водных растворов ПАВ возможно образование «водных барьеров» при низком забойном давлении и низкой проницаемости пласта, что отрицательно сказывается на продуктивности скважин.

Для предотвращения перегрева двигателя и насоса на скважинах с проблемами парафино- и гидратообразованием необходимо настроить защиту от срыва подачи на станции управления. В некоторых случаях

внутреннее пространство тела НКТ может быть полностью заполнено АСПО, что блокирует поток жидкости. Установка корректной уставки ЗСП поможет обнаружить начало образования отложений парафина на внутренней поверхности НКТ на ранней стадии.

2.3.5 Борьба с отложением АСПО на примере Приобского месторождения

Механическая очистка скребками разнообразной конструкции используется на Приобском месторождении для борьбы с парафинами. Лифты скважин можно также очищать "горячими" обработками паром или нефтью.

Анализ показал, что методы борьбы с АСПО не могут быть использованы в призабойной зоне или у установок электроцентробежных насосов. На Приобском месторождении главным методом борьбы является скребкование. Ежемесячно проводится около 3200 очисток на осложненном фонде скважин. Фонд скважин, на которых очистки производятся ежедневно, имеется и частота очисток варьируется от 2-3 до 30-31 в месяц.

В Приобском месторождении было изучено взаимодействие дебита и обводненности со средней частотой очисток на осложненном фонде скважин. Определены следующие результаты: для скважин с дебитом до 10, 10-20 и 20-30 м³/сут максимальная частота скребкования составляет, соответственно, 5,9; 5,5 и 6,2 очисток в месяц. Однако, при увеличении дебита, частота очисток постепенно снижается до 4,5 очисток в месяц. Увеличение обводненности добываемой продукции также вызывает уменьшение частоты скребкования..

В ходе исследования обнаружено, что возрастание уровня водности в нефтяных скважинах уменьшает производительность АСПО. Также отмечается аномальный рост частоты скребкования на Приобском месторождении при обводненностях от 50% до 70%. Предполагается, что это

связано с образованием стойких водо-нефтяных эмульсий в этих скважинах и выпадением АСПО, что в общей сложности снижает их дебит [34].

2.4 Методы по борьбе с коррозией

Работая на месторождении Самотлорское, заметили, что там используются скважины, где пластовые жидкости содержат много минеральных веществ и обводненность превышает 90%. Однако можно отметить, что только корпуса ПЭД и ГД затрагивает коррозия, (рисунок 2.10). В то же время, насосный агрегат не подвергается сильной коррозии, поскольку его верхняя часть остается неповрежденной при контакте с нефтью.



Рисунок 2.10 – Коррозионное разрушение на корпусах ПЭД и ГД

Повреждения корпусов ПЭД и ГД, обусловленные коррозией, как правило, происходят местами и имеют однонаправленный характер. Это приводит к специфической и необычной коррозии узких участков корпусов в точках контакта с обсадной трубой. Если обнаружены просветы в стенках корпуса ПЭД, где язвы и углубления наиболее выражены (6 мм), существует высокая вероятность, что вода проникнет в двигатель и вызовет его поломку. Фактический уровень коррозии, в соответствии с расчетами, составляет от 20 до 25 мм/год в аварийных скважинах, что соответствует высокому уровню коррозии в пластовых водах.

Для выявления корневых причин чрезмерной коррозии УЭЦН в скважинах были раскопаны физико-химические особенности жидкости, добываемой из скважин, эксплуатационные стадии буровых установок, которые включали анализ металлических составов ПЭД и ГД, а также гидравлические свойства жидкости, проходящей сквозь трубы и дальнейшие элементы системы. В первую очередь необходимо испытание коррозионной агрессивности пластовой жидкости относительно металлической наружности корпусов ПЭД и ГД. Оболочки этих двух элементов системы изготовлены из низколегированной углеродистой стали, которая почти полностью неустойчива к минерализованной воде.

Сталь, использованная для изготовления труб, долгое время была стойкой в смеси нефти и воды, несмотря на аномальное поведение в пластовой жидкости с различным соотношением фаз. Такое поведение объясняется полифазностью структуры стали. Независимо от химического состава нефти, металл не подвергается коррозии. Наличие водной фазы является причиной коррозии, поскольку водная фаза, как правило, содержит агрессивные ионы, особенно хлориды, и сильно минерализована.

Если в пластовой жидкости отсутствуют H_2S , CO_2 , СВБ, то даже агрессивность не является значительной. Важными факторами, вызывающими разрушение металла, являются температура корпуса и скорость движения пластовой воды в узких зазорах между корпусом ПЭД и ГД и обсадной трубой. Когда речь идет о нефтяной эмульсии, которая содержит более 80-90% воды, коррозионная агрессивность пластовой жидкости сильно возрастает. Это происходит из-за отсутствия естественных стабилизаторов, которые могут стабилизировать капли воды. В результате, капли начинают соединяться и формировать большие капли, что приводит к инверсии эмульсии - она преобразуется из обратной в прямую. Кроме того, такая эмульсия может работать при повышенной температуре в 60-70°C.

Тем не менее, это непонятно, почему корпуса насосно-компрессорного оборудования и газоперекачивающего агрегата находятся в аномальном

локальном состоянии и быстро разрушаются при такой эмульсии, где вода играет роль коррозионно-агрессивного элемента, а нефть не оказывает существенного воздействия на коррозионное поведение пластовой жидкости.

Часто минерализованная вода не вызывает интереса к металлам, так как поведение последних обычно ничем не примечательно. Однако, для решения данной проблемы необходимо уточнить условия эксплуатации и определить точное расположение УЭЦН в скважине.

Нефтяники не уделяли должного внимания одному фактору, который оказался особенно опасным и вызывает коррозию. Подвеска НКТ вибрирует благодаря УЭЦН, чей ход одинаково высок и симметричен. В свою очередь, такие перемещения приводят к изменению напряжений при контакте металла корпуса ПЭД и ГД с обсадной трубой, делая их нестабильными. Корпусы могут скользить относительно трубы, что, в свою очередь, создает фреттинг-коррозию. Она может вызвать разную степень разрушения металла УЭЦН. Методичный прогресс изнашивания скажется на создании просверленного отверстия в местах контакта. Это можно исправить повышением вибраций УЭЦН в местах шлицевых соединений насоса и резьбы НКТ, главной причиной обрывов насосных агрегатов и труб.

Одержав победу над проблемой коррозии требуется неожиданные подходы, которые объединяют в себе применение специальных препаратов и устранение технологических моментов, способствующих её развитию. А вот, когда сульфиды железа оседают на вибрирующий металл, тогда коррозия может получить дополнительные возможности для бурного разросшегося роста. Не забыв о том, чтобы достичь успеха, необходимо следить за допустимыми размерами зазоров в УЭЦН и справиться с задачей уборки колонны обсады разнообразных продуктов коррозии и солей в период активной работы. При этом, инновационный подход к предохранению корпусов ПЭД и ГД от коррозии предусматривает использование разнообразных металлических покрытий, с высокой теплопроводностью,

изготовленных из различных материалов - начиная с цветных металлов и заканчивая никелем и хромом.

Для избежания контакта корпусов ПЭД и ГД с обсадной трубой, крайне необходимо установить центраторы. Если в добываемой жидкости присутствуют агрессивные элементы, то рациональным вариантом могут стать коррозионностойкие приспособления, а также химические реагенты и ингибиторы. Уже с 2003 года на Самотлорском месторождении успешно используются насосы завода "Борец", оборудованные специальными рабочими органами, изготовленными с помощью порошковой металлургии. Кроме того, подобранные модели 1ЭЦНДПТ5-15-1650 А являются наилучшим решением для обеспечения эффективной работы оборудования.

Электрические центробежные насосы с двухсторонней конструкцией рабочих органов, выполненных методом порошковой металлургии, доступны для покупки у производителя. Завод "Борец" производит насос 1ЭЦНДПТ5-25-1650 А, который используется на месторождении Самотлорнефтегаза. Оценка наработки насоса до и после его установки в 2003 году показала, что она увеличилась в 3,5 раза. На момент 02.02.2003 наработка составляла 171 сутки. Кроме того, периодичность химической обработки уменьшилась до одного раза в год, что эквивалентно сокращению в три раза.[37].

2.5 Способы борьбы с газом при работе УЭЦН

Применение эффективных мер для обеспечения устойчивой работы центробежных насосов в месторождениях ОАО "Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз" при наличии свободного газа - непереносимое требование всех нефтяных предприятий. В данном случае, применение на входе насоса газосепаратора и использование диспергатора являются необходимыми мерами.

Три типа газосепараторов, такие как гравитационные, вихревые и центробежные, использовались в нефтяной отрасли в разное время. Но именно применение центробежных газосепараторов на текущий момент -

надежный способ защитить работу ЭЦН от срыва производительности установки, который может быть вызван повышенным газосодержанием при приеме насоса.

Стоит отметить, что применение центробежных газосепараторов особенно ценно для компаний, занимающихся добычей нефти и газа в сложных условиях, где содержание свободного газа в месторождении является обычной практикой. В данном случае, они могут уверенно использовать центробежные газосепараторы, чтобы обеспечить наиболее эффективную и безопасную работу оборудования.

Отделение газа от жидкости в газосепараторах происходит за счет использования плавучести газовых пузырьков, подверженных воздействию гравитационных или центробежных сил. Из всех видов газосепараторов, наименьший коэффициент сепарации имеет гравитационный, наибольший – центробежный, а вихревой газосепаратор находится между ними по этому параметру.

Отметим, что газосепараторы, разработанные и произведенные в России, отвечают нормативным требованиям и показывают хорошие результаты. Одним из таких газосепараторов является отечественный сепаратор 1МНГ5, который был запущен в серийное производство более 10 лет назад для применения к ЭЦН 5 группы.

Этот сепаратор был разработан с учетом всех особенностей работы газосепараторов и представляет собой высокоэффективное устройство, которое позволяет продлить срок службы глубинных скважин и повысить производительность нефтяных месторождений.

Один из отечественных газосепараторов – это сепаратор 1МНГ5, который был запущен более 10 лет назад в серийное производство для работы с ЭЦН 5 группы. Этот газосепаратор имеет высокую эффективность и позволяет значительно продлить срок службы глубинных скважин. Применение отечественных газосепараторов является важным шагом для

развития отечественной нефтедобычи и позволяет снизить затраты на оборудование.

Центробежные газосепараторы МНГ, МНГК, Ляпкова МН ГСЛ и МНГБ5 считаются неотъемлемыми элементами насосных станций различных назначений. Они обеспечивают высококачественную очистку газовых потоков от пыли и твердых частиц, а также способны работать в широком диапазоне условий эксплуатации.

Не смотря на то, что они уже давно используются в промышленности и пользуются спросом, в прошлом у таких газосепараторов была сложная конструкция и большая масса, что подвергалось абразивному износу и могло приводить к обрывам в их теле.

Сегодняшние МНГ, МНГК, Ляпкова МН ГСЛ и МНГБ5, имеют более современную и эффективную конструкцию. Они представляют собой отдельные насосные модули, которые взаимодействуют с нижней секцией через фланцевые соединения. Валы секций или модулей соединяются шлицевыми муфтами.

Большой плюс использования таких газосепараторов – это современные технологии, соответствующие ТУ: ТУ 26-06-1416-84, ТУ 313-019-92 и ТУ 3381-003-00217780-98. Они позволяют обеспечить высокую эффективность очистки газовых потоков, а также снизить риск возможных повреждений и износа.

На высокоэффективном процессе работы на ЭЦН, оборудованных 1МНГ5, газ в условиях с высокими газосодержаниями сильно влияет на многие режимы работы. В связи с этим возникла необходимость в создании нового типа сепаратора, который бы справлялся с этой проблемой. Ученые ГАНГ им. И. М. Губкина разработали новый тип сепарации, на основе которого специалисты АО «Лебедянский машиностроительный завод» создали модуль насосного газосепаратора МН-ГСЛ5 для группы 5 погружных насосов.

Новейший сепаратор МН(К)-ГСЛ был специально спроектирован для снижения влияния газа на работу системы, что и привело к значительному уменьшению веса сепаратора. Его легкий вес в два раза меньше, чем у 1МНГ5, благодаря простой конструкции, что позволяет существенно упростить установку и эксплуатацию оборудования. Специалисты также отметили превосходную эффективность и долговечность нового сепаратора.

Новый сепаратор МН(К)-ГСЛ улучшает производительность работы и обеспечивает гораздо более гладкий и надежный процесс. Установка модуля насосного газосепаратора МН-ГСЛ5 также является быстрой и простой, что позволяет устанавливать его на большое количество месторождений. Это гарантирует максимальную производительность ранее неэффективных скважин и более успешную добычу нефти и газа.

Существует множество компонентов, из которых состоит газосепаратор. Особенно важным является трубной корпус с головкой, основанием с приемной сеткой и валом. На валу расположены рабочие органы, которые позволяют газосепаратору стабильно работать даже при содержании газа до 80%. Кроме того, это устройство также защищен от абразивного износа внутренней поверхности корпуса.

Но самым важным компонентом газосепаратора является головка. Именно здесь находятся перекрестные каналы для газа и жидкости, а также установлена втулка радиального подшипника. Эта составляющая гарантирует правильную работу газосепаратора и его эффективность в процессе газоотделения.

Потребители газожидкостных смесей сталкиваются с неприятной проблемой – отделением газа от жидкости. Centrilift представляет революционное решение в виде газосепаратора модели ERSE2. Устройство использует эффект суперкавитации для эффективной работы. Этот принцип заключается в создании самовентилирующихся газовых суперкаверн в потоке газожидкостной смеси, которые укрепляют пузырьки свободного газа перед прохождением через центробежный разделитель.

Газосепаратор ERSE2 имеет компактный дизайн, который состоит из нескольких элементов: направляющего аппарата, ротора винтового типа, сепарационной камеры и камер отвода газа. Ротор винтового типа играет важную роль в создании суперкаверн, где смесь перемещается по направляющему аппарату и сепарационной камере. На выходе газосепаратора у нас есть два отвода: один предназначен для свободного газа, а другой – для газосодержащей смеси, которая используется в первой ступени отвода.

Газосепаратор Centrilift ERSE2 способен эффективно отделять газ от жидкости, что высоко востребовано в различных сферах, включая нефтегазовую промышленность, химическое производство и другие области промышленности. Он позволяет значительно увеличить производительность установки и снизить расход ресурсов.

Откачивание нефтяной продукции из скважин является одним из важнейших этапов добычи нефти. Фирма REDA проводит исследования и разработки, чтобы предложить своим клиентам новые и улучшенные конструкции устройств для откачивания ГЖС из скважин. Одним из таких устройств является центробежный газосепаратор, который способен отделить до 90% свободного газа. Помимо этого, при закручивании потока газожидкостной смеси в газосепараторе, также осуществляется эвакуация крупных газовых пузырьков из суперкаверн, что повышает коэффициент сепарации свободного газа и защищает корпус от абразивного и эрозионного износа в откачиваемой жидкости. Применение наружного бандажа на радиальных лопатках цилиндрического барабана еще больше улучшает производительность и защищает газосепаратор от повреждений.

Таким образом, центробежный газосепаратор является незаменимой частью процесса откачки ГЖС из скважин. Компания REDA активно работает над усовершенствованием и оптимизацией своих устройств, чтобы удовлетворять потребности клиентов и обеспечить эффективную и безопасную добычу нефти.

Кроме того, стоит отметить, что REDA - центробежный сепаратор компании - обладает высоким напором и справляется с работой в условиях значительного газосодержания, не оказывая сильного влияния на напорную характеристику газосепаратора.

Также важно отметить, что Vortex Gas Separator (VGS) обнаруживает высокую сепарационную характеристику благодаря созданию свободной проточной части после рабочего колеса, которая обеспечивает достаточное поперечное сечение и протяженность.

Мы считаем, что выбор правильного газосепаратора должен быть основан на совокупности факторов, включая объем газосодержания на приеме, особенности конструкции ГЖС и требуемые характеристики разделения газа и жидкости. Важно помнить, что центробежные и вихревые газосепараторы являются эффективными и надежными средствами разделения газа и жидкости в сложных условиях.

В современном оборудовании все большее внимание уделяется повышению надежности и эффективности работы каждого элемента системы. В частности, разработка газосепараторов является одной из важнейших задач. Они не только отделяют газ от жидкости, но и улучшают работу скважины в целом.

Для достижения максимально возможной надежности и эффективности газосепараторов применяются различные технологии и материалы. Одной из них является установка трех износостойких керамических радиальных подшипников, а также уменьшение расстояния между ними. Это помогает значительно снизить уровень вибрации газосепаратора и повысить его надежность.

Исследования, проведенные на стенде кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, показали, что газосепаратор ГДНК5А является прорывной разработкой в отрасли. Это обусловлено использованием диспергирующего устройства в конструкции газосепаратора, что позволяет ему работать более эффективно,

чем модели ERSE2 и RGVL-05-HR-AE, основанные на принципе вихревого циклонного эффекта.

Газосепаратор ГДНК5А был специально разработан РГУ нефти и газа по заказу компании ЗАО «НОВОМЕТ-ПЕРМЬ». В ходе экспериментов на стенде были изучены результаты работы данного газосепаратора и его конкурентов.

Одна из моделей, ERSE2, серия 400, внешний диаметр 101,6 мм, производства фирмы Centrilift, не дала таких эффектов, как ГДНК5А. Аналогично, модель RGVL-05-HR-AE, произведенная фирмой ODI, также не выдержала конкуренции.

В результате анализа проведенных экспериментов на стенде, были сделаны предположения об успехе принципов, лежащих в основе работы газосепаратора ГДНК5А, что может привести к улучшению полевой эксплуатации нефтегазовых скважин.

Результаты исследования, при использовании центробежного газосепаратора ГДНК5А были достигнуты лучшие показатели. Успех в работе газосепаратора обусловлен применением диспергирующего устройства в его конструкции, что позволило обеспечить устойчивую работу ЭЦН в условиях максимального входного газосодержания на приеме насоса. Системы газосепарации от фирмы Centrilift и газосепаратор 2МНГС5А обладали высокими сепарационными свойствами при входном газосодержании ниже 45%. Однако в перспективе было выявлено резкое ухудшение сепарационных свойств газосепаратора и напорных характеристик насоса. При постановке задачи на исследование газосепараторов было рассчитано максимальное входное газосодержание на приеме насоса. В связи с этим, для обеспечения устойчивой работы ЭЦН было применено диспергирующее устройство в конструкции газосепаратора ГДНК5А. Его использование сыграло важнейшую роль в достижении высоких показателей сепарации газожидкостной смеси.

Изначально газосепараторы от фирмы Centrilift и 2МНГС5А проявляли высокие сепарационные свойства при входном газосодержании до 45%. Однако с течением времени производительность этих сепараторов заметно снизилась. На основе дальнейшего анализа было выявлено, что газосепаратор ГДНК5А в сравнении с другими образцами сохраняет свою работоспособность на более длительный срок.

Резкое ухудшение сепарационных свойств и напорных характеристик насоса может быть обусловлено несколькими причинами, такими как устаревшая конструкция газосепаратора, его эксплуатационный режим, несоответствие технических параметров смеси на входе и другие факторы. При этом, использование усовершенствованного газосепаратора ГДНК5А с диспергирующим устройством позволяет решить многие из этих проблем.

Если вы задумываетесь о покупке газосепаратора, то стоит знать, какие отечественные и иностранные производители могут предложить соответствующее оборудование. Из сравнения газосепараторов различных производителей было выявлено, что газосепаратор компании ODI может обеспечить надежную работу насоса и продемонстрировать отличные сепарационные характеристики.

Тем не менее, у этого газосепаратора имеется один существенный недостаток, который наша отечественная продукция не имеет - высокая стоимость. При этом, покупатели могут испытывать затруднения с выбором между отечественными и иностранными газосепараторами.

Если говорить о качестве сепарации, то зарубежные производители, несомненно, обладают более совершенными технологиями. Однако, наша отечественная продукция все чаще становится не только достойной, но и не уступает в качестве. Учитывая это, выбор может быть основан не только на качестве, но и на более доступной цене.

Важно также помнить, что покупка газосепаратора - это долгосрочная инвестиция, которая требует ответственного и профессионального подхода.

Перед покупкой следует провести тщательный анализ рынка, ознакомиться с отзывами потребителей и консультироваться с экспертами в данной области.

В скважинах теперь используются диспергирующие устройства для откачки газожидкостных смесей, потому что современные конструкции центробежных газосепараторов включают в свой состав диспергаторы, которые удобно дробят газовые пузырьки.

3 Оценка эффективности методов борьбы с осложненными условиями

Эффективность борьбы с осложнениями на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» была выявлена путем использования разнообразных методов, которые предотвращают осложнения и облегчают добычу. Сравнив данные за 2014 и 2015 годы, можно сделать вывод о том, что в 2015 году функционирование 78,6% фонда было охвачено предупреждением осложнений и их устранением, что на 3,2% больше, чем в предыдущем году. Для достижения таких результатов на месторождениях применялись разнообразные методы, включая установки, такие как устройства для депарафинизации скважин ПАДУ/УДС, магнитные аппараты, глубинные дозаторы для очистки колонн, устьевые дозаторы и греющие кабельные линии. Важным элементом борьбы с осложнениями были также штанговые скребки.) (рисунок. 3.1). [14]



Рисунок 3.1 — Охват скважин осложненного фонда методами по предупреждению и устранению осложнений в процессе добычи нефти

Используя разнообразные методы, ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" добилось эффективной борьбы с осложнениями на месторождениях и облегчения добычи. Сравнив данные за два года - 2014 и 2015, отчетливо видно, что в 2015 году предупреждением осложнений и их устранением было охвачено 78,6% фонда, что на 3,2% выше, чем предыдущий год. На месторождениях использовались приспособления, такие как устройства для депарафинизации

скважин ПАДУ/УДС, магнитные аппараты, глубинные дозаторы для очистки колонн, устьевые дозаторы и греющие кабельные линии. Большую роль в борьбе с осложнениями играли штанговые скребки. (рисунок.3.2).

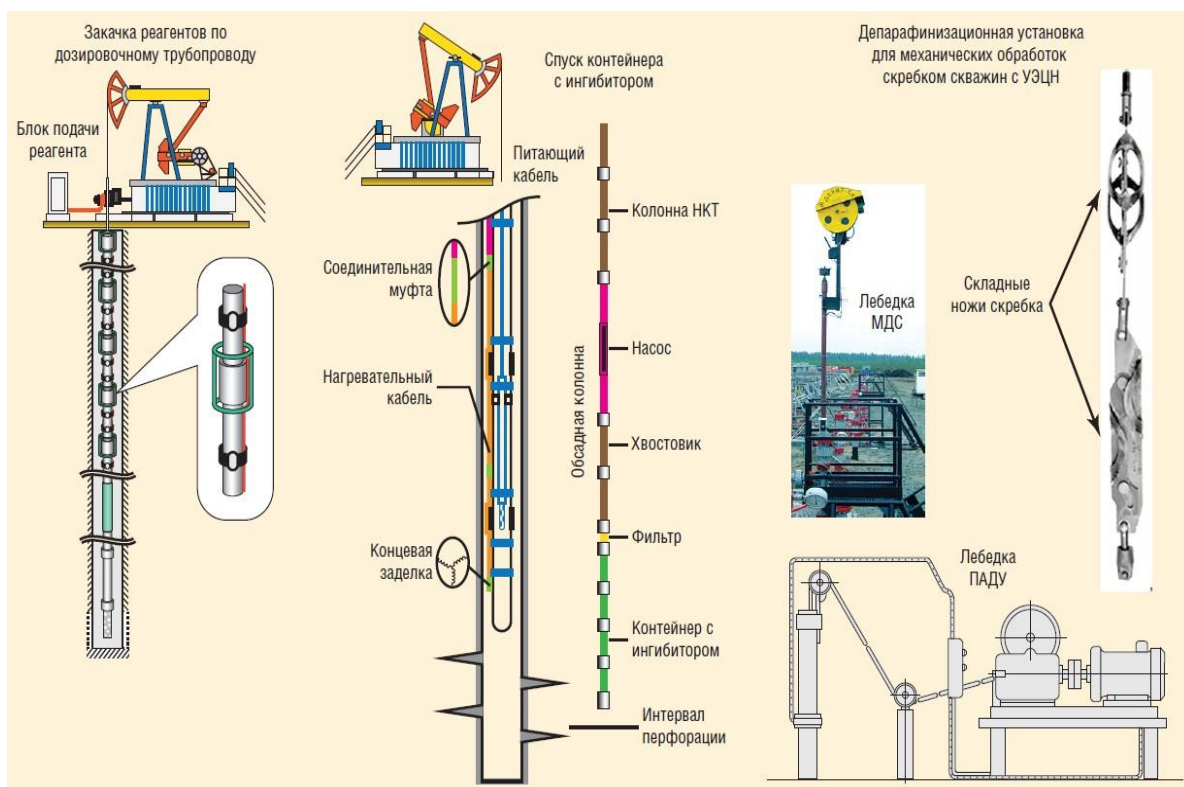


Рисунок 3.2 — Основные методы борьбы с АСПО в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Интеллектуальные программно-аппаратные комплексы были внедрены ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" в 2015 году, позволяющие защитить скважинное оборудование на осложненном фонде, а также определять дебит. Работы совместно ведутся с АО "Новомет-Пермь" и ООО "Синергия-Лидер". Техническое решение заключается в интеллектуализации управления системой подачи химреагента при помощи программного обеспечения СУ УЭЦН. Для вычисления дебита скважины, системное ПО использует косвенные показатели, такие как токовые нагрузки, давление на приеме насоса, буферное давление и другие. Контролер определяет оптимальную концентрацию реагента для подачи в зависимости от изменения дебита скважины (рисунок.3.3).

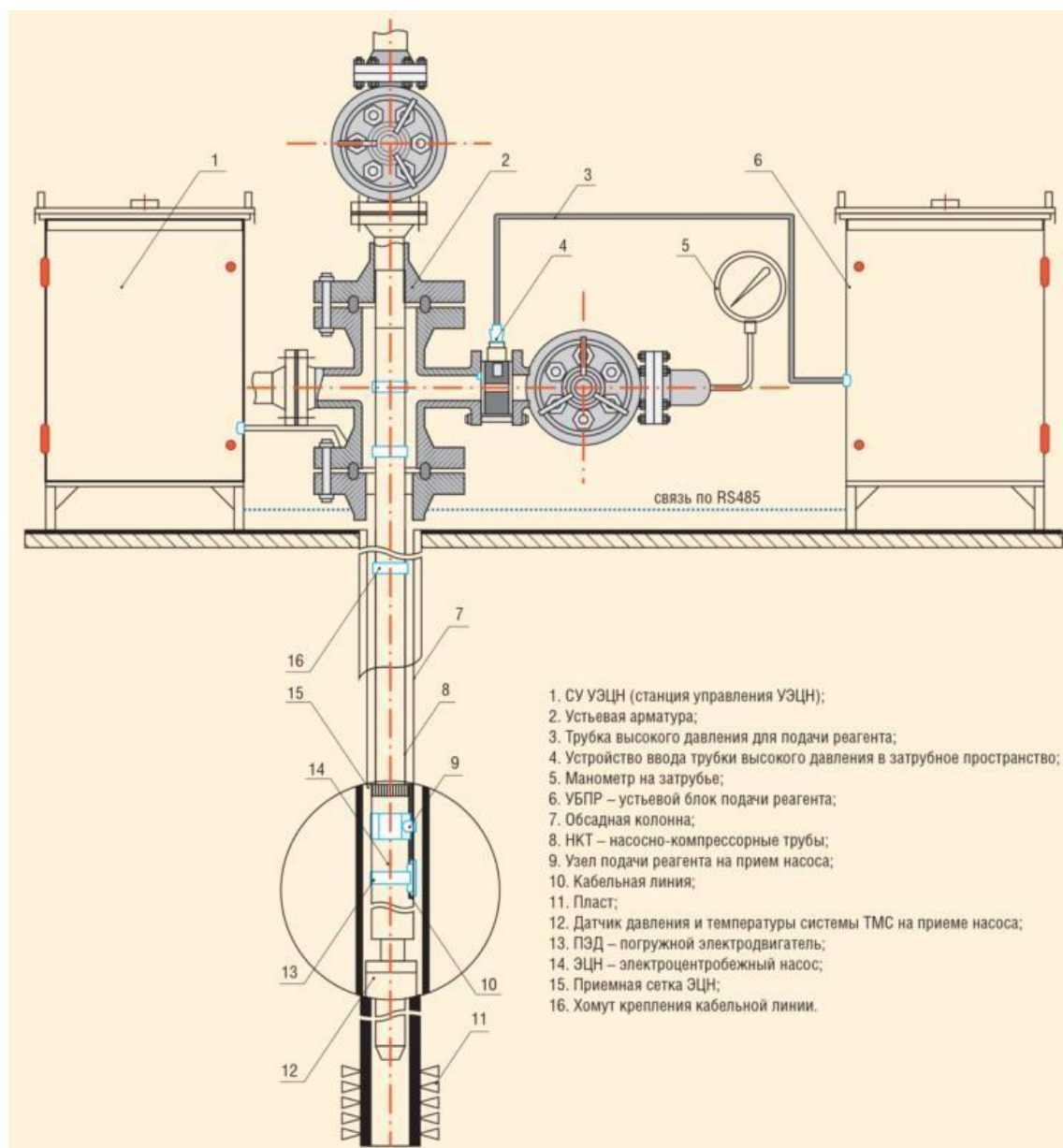


Рисунок 3.3 — Разработка интеллектуальных программно-аппаратных комплексов определения дебита и защиты скважинного оборудования

Мы анализировали несколько методов, которые помогают справиться с трудностями, связанными с эксплуатацией скважин, и оценивали их технологическую и экономическую эффективность. Для этого мы сравнивали количество ремонтов скважин до и после применения этих методов. Далее, мы связали полученные результаты с расходами, связанными с данными ремонтами (рисунок 3.4).

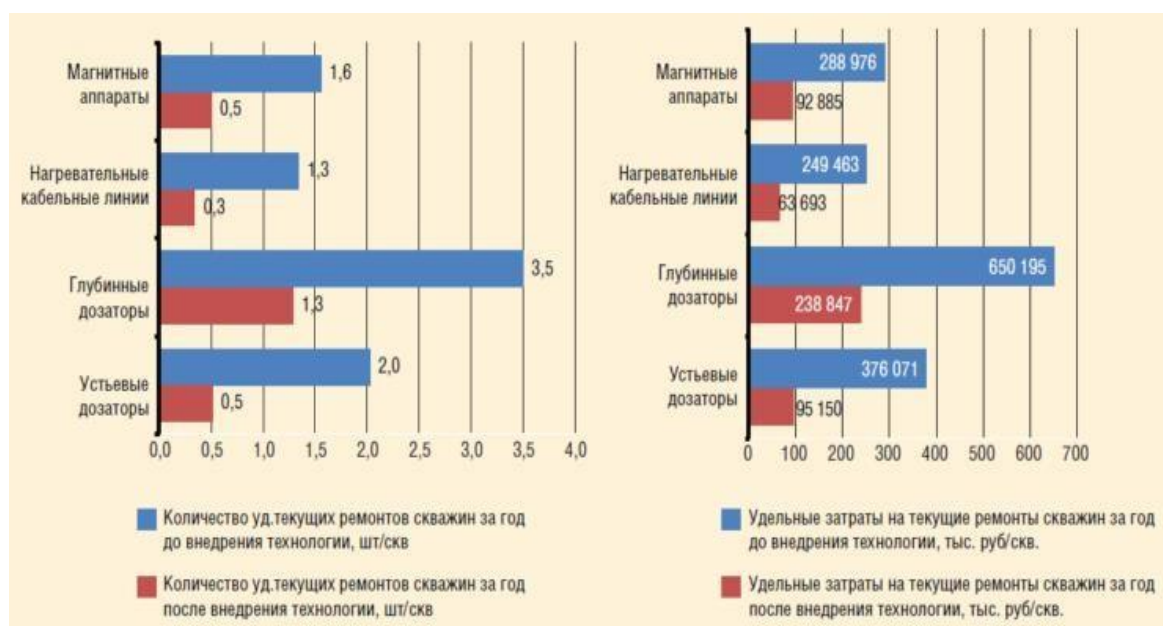


Рисунок 3.4 — Технологическая и экономическая эффективность методов борьбы с осложнениями

Внедрение нагревательных кабельных линий и дозаторов, как показал анализ, является самой эффективной технологией для снижения количества текущих ремонтов скважин и удельных затрат на них. Однако, важно учитывать, что высокая технологическая эффективность может не сопровождаться экономической эффективностью. Именно поэтому при планировании внедрения новых технологий необходимо проводить сравнительный анализ по этим двум параметрам и отказываться от технологий, которые трудно тиражировать.

Нужно знать, что на пути внедрения новых технологий могут возникнуть трудности и препятствия. Некоторые из них могут быть связаны с негативным воздействием на экономику предприятия или общество в целом. Поэтому, при принятии решения о внедрении технологии, необходимо учитывать также ее социальную и экологическую составляющую.

Кроме того, рассмотрение возможных вариантов технологического обновления, включая внедрение новых технологий, должно осуществляться на основе качественного анализа. В процессе анализа следует учитывать технологический уровень и применимость на практике.

В заключении, не стоит забывать, что применение новых технологий должно быть целесообразным и оправданным. Ее внедрение не должно противоречить экономической и социальной целесообразности. Если новая технология не оправдывает себя, ее внедрение не имеет смысла.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Семенову Никите Александровичу

Школа		Отделение школы (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело. Профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1.Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Ханты-Мансийска
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	1.Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	1.Амортизационные отчисления по спец. технике 2.Отчисления на социальные нужды

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ конкурентных технических решений, QuaD анализ.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Оценка экономической эффективности применения технологии.
3.Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка экономической эффективности применения технологии.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
-----------	-----	------------------------	---------	------

Доцент ОСГН	Маланина Вероника Анатольевна	к.э.н		
-------------	----------------------------------	-------	--	--

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Семенов Никита Александрович		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Наиболее перспективными и технологичными методами борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) являются специально разрабатываемые химические реагенты. Применение ингибиторов позволяет предупредить образование АСПО как в скважине, так и в выкидной линии и промышленном трубопроводе. Практика показала, что предотвращение отложения тяжелых органических соединений является менее дорогостоящим методом, чем их постоянное удаление.

В данном разделе проведён расчёт мероприятий по закачке ингибитора парафиноотложений СНПХ-7920 компании АО «НИИнефтепромхим» в скважину для удаления образовавшихся АСПО, а также дана оценка перспективности химических методов борьбы с отложениями АСПО [14].

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности разработки проекта

Данная технология может представлять интерес для организаций, работающих в сфере добычи нефти. Нефтяные компании играют немаловажную роль в добыче полезных ископаемых. Поэтому можно говорить о том, что проект имеет высокий коммерческий потенциал.

АО «НИИнефтепромхим» разработаны и внедрены более 150 наименований химпродуктов и технологий. Все они допущены к применению в нефтегазодобывающей промышленности и подтверждены норма - технической документацией. применением.

Химические решения под маркой СНПХ и технологии их применения успешно используются на нефтяных месторождениях России, Азербайджана, Беларуси, Казахстана, Киргизии, Таджикистана, Узбекистана.

Компания поставляет реагенты в различные нефтяные компании, в том числе самые крупные: ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпромнефть», ПАО

«ЛУКОЙЛ», ПАО «Тат - нефть», АО «РИТЭК», ПАО НК «РуссНефть». Для анализа потребителей необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Сегментирование проводится по двум основным критериям: размер потребителя и вид выпускаемой продукции. Карта сегментирования приведена в (таблице 4.1).

В качестве конкурирующих методов, которые включены в карту сегментации рынка выбраны: механический, тепловой, биологический.

- Механический метод: очистка скребками различной конструкции;
- Тепловые методы: нагрев паром, заливка горячей нефтью, водой и т.д;
- Биологический заключается в подаче в скважину или призабойную зону пласта биоценоза углеводород окисляющих бактерий в стимулирующей их рост среде.

Таблица 4.1 – Карта сегментирования рынка

		Метод удаления АСПО			
		Механический метод	Химический метод	Тепловой метод	Биологический метод
Размер потребителя	Крупные				
	Средние				
	Мелкие				
	Часто используются			Редко используются	

По карте сегментирования (таблица 4.1) видно, что у выпускаемой продукции есть свой целевой потребитель это – крупные компании нефтегазового комплекса. В процессе работы с фондом скважин предлагается применять широкий спектр методов борьбы с отложениями. Так как каждая скважина является индивидуальной, имеет свои особенности и характеристики работы, то технологии борьбы должны быть различными. С экономической точки зрения необходимо грамотно систематизировать на каких скважинах следует применять конкретный вид той или иной технологии предупреждения или удаления.

4.2 Технология QuaD

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

В таблице 4.2 приведена оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений.

Таблица 4.2 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
Показатели оценки качества проведения технологии					
1. Энергоэффективность	0,03	75	100	0,75	2,25
2. Помехоустойчивость	0,02	60	100	0,6	1,2
3. Надежность	0,1	85	100	0,9	8,5
4. Унифицированность	0,01	70	100	0,7	0,7
5. Уровень материалоемкости разработки	0,01	80	100	0,8	0,8
6. Уровень шума	0,01	70	100	0,7	0,7
7. Безопасность	0,05	95	100	0,95	4,75
8. Потребность в ресурсах памяти	0,02	50	100	0,5	1
9. Функциональная мощность	0,1	70	100	0,9	7
10. Простота эксплуатации	0,02	50	100	0,5	1
11. Качество интеллектуального интерфейса	0,05	60	100	0,6	3
12. Ремонтопригодность	0,1	70	100	0,8	7
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
13. Конкурентоспособность технологии	0,1	90	100	1	9
14. Уровень проникновения на рынок	0,1	80	100	0,9	8
15. Перспективность рынка	0,05	80	100	1	4
16. Цена	0,05	80	100	0,9	4
17. Послепродажное обслуживание	0,05	80	100	0,9	4
18. Финансовая эффективность технологии	0,05	100	100	1	5
19. Срок выхода на рынок	0,03	80	100	0,8	2,4
20. Наличие сертификации разработки	0,05	90	100	0,9	4,5
Итого	1				

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по (формуле 4.1):

$$P_{cp} = \sum B_j \cdot B_j \quad (4.1)$$

где, P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества перспективности технологии

B_i – вес показателя;

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

$P_{cp}=81,8$, что говорит о том, что технология имеет перспективность вышесреднего, что соответствует необходимым требованиям

4.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. SWOT-анализ используется для определения слабых и сильных сторон проекта (таблица 5.3).

Таблица 4.3 – SWOT-анализ

	Сильные стороны	Слабые стороны
	С1.Высокая степень поддержки государством С2.Высокая ресурсоэффективность С3.Удобное использование технологии С4.Квалифицированный персонал	Сл1.Текучность кадров; Сл2.Ограниченность используемой продукции; Сл3.Отсутствие дополнительных улучшений Сл4.Сложность транспортировки продукции
	Сильные стороны	Слабые стороны
В1. Увеличение дохода предприятия за счет ввода инноваций В2. Использование новых технологий В3. Определение целевой аудитории В4. Привлечение рынка покупателей	Повышение конкурентоспособности за счет разработки новых технологий и применения новых источников очистки. Выход на новые рынки или сегменты рынка	Качественная работа с потенциальными потребителями Расширение сетевых активов. Работа с потенциальными инвесторами.
Угрозы (У)		

продолжение таблица 4.3

У1. Новые игроки на рынке; У2. Нестабильная ситуация в экономике У3. Быстрое устаревание оборудования У4. Ограничение экспорта продукции	Анализ деятельности новых игроков на рынке. Своевременное обучение и повышение квалификации персонала.	Своевременное обновление оборудования. Решение проблем с транспортной логистикой
---	---	---

Для выявления соответствия сильных и слабых сторон внешним условиям строится интерактивная матрица проекта (таблица 4.4). Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT.

Таблица 4.4 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
		C1	C2	C3	C4
Возможности	B1	+	+	-	-
	B2	+	+	+	+
	B3	-	-	-	+
	B4	+	-	-	-
Результат	B1C1C2; B2C1C2C3C4; B3C4; B4C1				
Угрозы	У1	+	-	+	-
	У2	+	+	-	0
	У3	+	0	-	-
	У4	0	-	+	-
Результат	B1C1C2; B2C1C2C3C4; B3C4; B4C1				
Слабые стороны проекта					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Возможности	B1	-	+	-	+
	B2	-	+	+	0
	B3	-	+	+	+
	B4	-	+	+	+
Результат	B1Сл2Сл4; B2Сл2Сл3; B3Сл2Сл3Сл4; B4Сл2Сл3Сл4				
Возможности	У1	0	0	+	-
	У2	-	+	-	-
	У3	-	+	0	0
	У4	-	+	-	+
Результат	У1Сл3; У2Сл2; У3Сл2; У4Сл2Сл4				

В результате проведения SWOT анализа были выявлены основные проблемы, с которыми сталкивается или может столкнуться в будущем

технология, применяемая на предприятие. А также способы их решения. Для уменьшения угроз необходимо:

- производить анализ деятельности новых игроков на рынке и действовать на опережение, расширяя ассортимент и повышая качество продукции;
- для уменьшения влияния мировой экономической рецессии необходимо делать упор на поставки сырья и комплектующих российского производства;
- своевременно обновлять технологическое оборудование;
- для уменьшения ограничения экспорта продукции необходимо делать упор на внутренний рынок.

Для борьбы со слабыми сторонами необходимо:

- качественно решать вопросы внутренней политики предприятия
- повышать квалификацию сотрудников, обеспечивать социальные потребности, поощрять, обеспечивать профессиональный рост;
- расширять ассортимент, в расчете как на крупных потребителей, так и на мелких, включая физических лиц;
- решать вопросы логистики для доставки оборудования.

4.4 Расчет приведенных затрат при использовании ингибитора СНПХ-7920

Расчёт продолжительности выполнения работ

Предлагаемое мероприятие заключается в периодической (1 раз в 15 суток) обработке скважины нефтяным раствором ингибитора парафиноотложения СНПХ- 7920, с предварительной очисткой НКТ от АСПО. Для осуществления технологической операции проводятся подготовительные работы по установке оборудования. Затем проводится закачка химического реагента в скважину и заключительные работы. Нормативное время выполнения работ представлено в (таблице 4.5) и выбрано согласно ЕНиР.

Таблица 4.5 – Нормативное время выполнения работ

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

Расчёт сметной стоимости работ

Смета затрат рассчитывается на основании затрат на материалы и спецтехнику необходимых для проведения мероприятия и времени затраченного на внедрение мероприятия. Помимо химических реагентов дополнительно используется техническая вода, а также для реагента к приему насоса используют дополнительно нефть. Стоимость необходимого сырья приведена (в таблице 4.6).

Таблица 5.6– Расчёт стоимости материалов на проведение работ

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

Норма расхода материала выбрана в соответствии с усредненным расходами материалов предприятий Западной Сибири. А цена за единицу на основании средней стоимости закупки материалов предприятиями Западной Сибири. Финансирование и планирование работ, и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат. (в таблице 4.7) представлена нормативная база сметных расчётов, которая используется в выпускной квалификационной работе.

Таблица 4.7 - Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе

Вид норматива, нормативная база	Характеристика	Источник
1 Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6

продолжение таблицы 4.7

2 Страховые взносы	30% от фонда оплаты труда	Глава 34 Налоговый кодекс РФ
3 Налог на добавленную стоимость	Ставка 20%	Глава 21 Налоговый кодекс РФ
4 Районный коэффициент	Ставка 50%	
5 Надбавка за вахтовый метод работы	Ставка 16%	Статья 217 Налоговый кодекс РФ

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

Мероприятие проводит одна бригада капитального ремонта, в которую входят один бурильщик 6 разряда и один помощник 5 разряда. Внутренним трудовым распорядком рабочего дня в организации определяется продолжительность рабочей смены 11 часов. Заработная плата бригады определяется исходя из тарифных ставок работников, коэффициентов премирования и территориального коэффициента по времени на проведение ГТМ. За вахтовый метод работы добавляется процентная надбавка в 16%. Федоровское месторождение находится в Ханты-Мансийском автономном округе, районный коэффициент к заработной плате составляет в округе 50 - 70%. Также выплачивается ежемесячная премия в размере 30%. Расчет заработной платы представлен в (таблице 4.8).

Таблица 4.8 – Расчёт заработной платы

Должность	Кол-во	Часовая тариф-ставка, руб.	Норма времени на проведения мероприятия, ч	Премии	Районный коэффициент, руб.	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб
Бурильщик 6 разряда	1	9 8,24	8	2 47	49,12	15,7 2	1540,4
Помощник бурильщика	1	7 1,18	8	2 1,35	35,59	11,3 9	1116,1

продолжение таблицы 4.8

Итого							2656,51
--------------	--	--	--	--	--	--	---------

Согласно Налоговому кодексу РФ определяются страховые взносы. Страховые взносы включают взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке. Расчёт страховых взносов представлен в (таблице 4.9).

Таблица 4.9 – Расчёт страховых взносов

Заработная плата, руб		ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	Всего, руб.
Затраты	2656,51	77,04	135,48	584,43	106,26	903,21

Для закачки ингибитора в скважину используют агрегат цементируочный ЦА-320, который предназначен для нагнетания различных жидких сред при цементировании скважин в процессе промывочно-продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах.

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений можно свести в (таблицу 4.10).

Таблица 4.10 – Расчёт амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Балансовая стоимость, руб.	Период работы агрегата за одну операцию, ч	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб./закачку
ЦА-320	4 950 000	8	10	452,05

Таким образом суммируя все посчитанные затраты на проведение одной операции по закачке ингибитора СНПХ-7920 в скважину, составим общую таблицу затрат (таблица 4.11).

Таблица 4.11 – Затраты на проведение ГТМ

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	184858,4
2. Затраты на оплату труда	2656,51
3. Страховые взносы	903,21
4. Амортизационные отчисления	452,05
Итого	188870,17

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

Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии

Рассчитаем интегральный финансовый показатель по (формуле 4.2):

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (4.2)$$

$I_{\text{финр}}^{\text{исп}j}$ – технология;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения

технологии.

Сравниваются две организации, обеспечивающие проведение технологии по закачке ингибитора АСПО с одинаковым исполнением, отличаются лишь суммы затрат, где 188870,17 рублей – затраты по закачке ингибитора АСПО, рассчитанные выше, 195470,50 – затраты по закачке

ингибитора АСПО другой организации со схожим исполнением,

$$201076,61 \quad I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{18870,17}{201076,61} = 0,93; \quad I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{195470,50}{201076,61} = 0,97$$

– максимальное найденное значение затрат на проведение данного вида работ.

Интегральный показатель ресурсоэффективности рассчитывается по (формуле 4.3)

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (4.3)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го вариантисполнения технологии;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения технологии;

b_i – бальная оценка i -го варианта исполнения технологии.

Для расчета построим сравнительную оценку

Вариант исполнения технологии в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,25	5	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	3	3
3. Энергосбережение	0,2	4	4
4. Надежность	0,25	4	4
5. Материалоемкость	0,15	3	2
ИТОГО	1		

$$I_{p-исп1} = 5*0,25+3*0,15+4*0,2+4*0,25+3*0,15=4,3;$$

$$I_{p-исп2} = 4*0,25+3*0,15+4*0,2+4*0,25+2*0,15=3,6.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения технологии ($I_{исп.i}$) рассчитывается по формуле 4.4

$$I_{исп1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр1}}; I_{исп2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр2}} \quad (4.4)$$

$$I_{исп.1} = 4,3/0,93 = 4,65; I_{исп.2} = 3,6/0,97 = 3,71.$$

$$\mathcal{E}_{cp} = 4,65/3,71 = 1,25.$$

Таблица 4.13 – Сравнительная эффективность технологии

Показатели	Исп1	Исп2
Интегральный финансовый показатель технологии	0 93	0 97
Интегральный показатель ресурсоэффективности технологии	4 3	3 6
Интегральный показатель эффективности	4 65	3 71

Исходя из результатов, приведенных в таблице, можно сделать вывод о том, что изначально рассматриваемый вариант по закачке ингибитора оказался наиболее эффективным

На основании полученных данных можем сделать вывод о том, что обработка скважины ингибитором позволит не только повысить эффективность работы скважины, но и принести дополнительный доход предприятию

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б8Г1		Семенову Никите Александровичу	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/ Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

<p style="text-align: center;">Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежного насоса в осложненных условиях при эксплуатации нефтяных месторождений</p> <p style="text-align: center;">Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</p>		<p>Рабочая зона – Самотлорское нефтяное месторождение.</p> <p>Вредные факторы – утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу, отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны, повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.</p> <p>Опасные факторы – статическое электричество, электрическая дуга и металлические искры при сварке.</p> <p>Негативные воздействия на окружающую природную среду – загрязнение атмосферы, гидросферы, литосферы.</p> <p>Чрезвычайные ситуации – взрывы, пожары на кустовых площадках.</p>	
		<p style="text-align: center;">Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 		<p>Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 30.12.2020) "О специальной оценке условий труда" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2021)</p> <p>"Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (далее - Правила) разработаны в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 г. N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (Собрание законодательства Российской Федерации, 1997, N 30, ст. 3588; 2020, N 50 (часть III) статья 8074).</p>	
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов; – Обоснование мероприятий по снижению воздействия 		<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> -повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; -повышенный уровень шума; -недостаточное освещение рабочей зоны; -повышенная запыленность и загазованность; -повреждения в результате контакта с насекомыми. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> -движущиеся машины и механизмы, подвижные 	

ОВПФ.	<p>части производственного оборудования;</p> <p>-повышенное значение напряжения в электрической цепи;</p> <p>- пожаро-взрывоопасность.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: изоляция проводов и её непрерывный контроль; защитное заземление; защитное отключение оборудования.</p>
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации	<p>Оценка воздействия месторождения на состояние земельных ресурсов, атмосферный воздух, состояние поверхностных вод.</p> <p>Характеристика месторождения как источника образования отходов производства и потребления.</p> <p>Комплекс мер по охране окружающей среды.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации	<p>Возможные ЧС:</p> <p>Оценка и прогнозирование чрезвычайных ситуаций.</p> <p>Описание возможных источников пожара.</p> <p>Характеристика мероприятий по защите персонала промышленного объекта в случае возникновения взрыва или пожара.</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Семенов Никита Александрович		

5 Социальная ответственность

Под социальной ответственностью понимают ответственность перед людьми и данными им обещаниями со стороны организации. Необходимо уделять внимание производственной и экологической безопасности, позволяющей минимизировать вредное воздействие на персонал и окружающую среду.

В разделе «Социальная ответственность» производится анализ опасных и вредных факторов, которым подвержены рабочие при добыче нефти и газа с помощью УЭЦН, разработка способов защиты от них, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

5.1 Профессиональная социальная безопасность

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по заданному режиму скважины, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа. Работы выполняются круглогодично.

В административном отношении Самотлорское нефтяное месторождение находится в Нижневартовском районе ХМАО. В орографическом отношении район представляет собой заболоченную равнину. Климат района континентальный, с суровой продолжительной зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха в среднем составляет зимой минус 20 – минус 25 °С, летом плюс 15 – плюс 20 °С. Работы ведутся круглогодично.

Профессиональная социальная безопасность сопровождается следующими вредными и опасными факторами, приведенными в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Перечни ОВПФ

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
Вредные	Опасные	
Пониженная или повышенная температура воздуха рабочей зоны.	Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.	1.Требования к температуре воздуха рабочей зоны устанавливаются в СанПиН 2.2.4.548–96
		Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
		2.Требования к безопасности связанные с повышенным уровнем шума устанавливаются в ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ Шум. Общие требования безопасности.
		3.Требования к освещению устанавливаются СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 .
2.Повышенный уровень шума.	7.Повышенное значение напряжения в электрической цепи	4.Требования к запыленности и загазованности приведены в ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны .
		5.Требования к защите от повреждения в результате контакта с насекомыми представлены в ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов. Общие технические требования. Методы испытания .
		6.Требования к движущимся машинам и механизмам устанавливаются в ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности .
		7.Требования к электробезопасности устанавливаются в ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты .
3.Недостаточная освещенность рабочей зоны.	8.Пожаро-взрывоопасность.	8.Требования к пожаробезопасности представлены в ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности .
4.Повышенная запыленность и загазованность.		
5.Повреждение в результате контакта с насекомыми.		

5.2 Анализ потенциально вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу Главным источником формирования данного фактора является возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования при проведении сливноналивных операций при промывках скважин горячей нефть, что может вызвать отравление парами углеводородов (таблица 5.2) [19].

Таблица 5.2 – Свойства сырья, готовой продукции и отходов производства

Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно-допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны мг/м ³
Нефть	Пары обладают наркотическим действием; вызывают отравление; при контакте с кожей возможна пигментация	10 - при перекачке; 300 - при хранении
Нефтяной газ	Оказывает физиологическое воздействие, напоминающее опьянение	300
Дизельное топливо	Мало токсично; раздражает слизистую оболочку и кожу человека	300
Масло индустриальное	Раздражает кожу и слизистую оболочку глаз	300
Тосол А-65	Не представляет опасности ингаляционных отравлений. Опасен при попадании вовнутрь	9,6

Безопасность при промывочных работах обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

1) К проведению промывочных операций на кустовых площадках, допускаются лица, прошедшие в установленном порядке медицинский осмотр, обучение, инструктаж и проверку знаний по охране труда.

2) Работники, производящие промывочные операции, должны быть обеспечены:

- костюмом брезентовым;
- сапогами кирзовыми;
- рукавицами брезентовыми;
- плащом непромокаемым;

при выполнении работ с этилированным бензином дополнительно:

бельем нательным;

на наружных работах зимой дополнительно:

- курткой хлопчатобумажной на утепляющей прокладке;
- брюками хлопчатобумажными на утепляющей прокладке;

3) На рабочем месте должны быть предусмотрены первичные средства пожаротушения.

4) Эстакады, трубопроводы, сливноналивные шланги с наконечниками должны быть заземлены.

5) Работы во взрывоопасных и пожароопасных местах должны производиться инструментом, исключающим искрообразование.

6) Освещение кустовых площадок должно быть прожекторное. Для местного освещения допускается применение взрывобезопасных аккумуляторных фонарей напряжением 12 В, включение и выключение которых должно производиться вне взрывоопасной зоны [20].

2. Показатели климата на открытом воздухе.

Согласно НТД при нормировании параметров климата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной $+10^{\circ}\text{C}$ и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше $+10^{\circ}\text{C}$. Разграничение работ по категориям осуществляется на основе интенсивности общих энерготрат организма в ккал/ч (Вт). К категории Ia относятся работы с интенсивностью энерготрат до 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением. К категории Ib относятся работы с интенсивностью энерготрат 121–150 ккал/ч, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением. К категории Pa относятся работы с интенсивностью энерготрат 151–200 ккал/ч, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения. К категории Pb относятся работы с интенсивностью энерготрат 201–250 ккал/ч, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей

до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением. К категории III относятся работы с интенсивностью энерготрат более 250 ккал/ч, связанные с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий [21].

Согласно Постановлению от 11.02.2011 г. №29а [22] работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях (если работы круглогодичные) (таблица 5.3).

Таблица 5.3 – Условия организации работ в холодный период года на открытом воздухе

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
0	-36
0-5	-35
5-10	-34
Свыше 10	-32

3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

Главным источником формирования данного фактора является скопление вредных и взрывопожароопасных веществ, при работе связанной с осмотром, чисткой и ремонтом технологического оборудования, а также с установкой и снятием заглушек, что может вызвать отравление парами углеводородов и ожоги при возгорании смеси (таблица 5.4).

Таблица 5.4 – Индивидуальные углеводороды, входящие в состав нефтяных паров

Углеводороды	Концентрационные пределы воспламенения, % (по объему)
Метан	5-15
Этан	2,9-15
Пропан	2,1-9,5
Бутан	1,9-9,1
Пентан	1,4-7,8
Гексан	1,2-7,5

К работам допускаются физически здоровые лица не моложе 20 лет, прошедшие специальное обучение по технике безопасности. Выполнение работ допускается только при наличии письменного разрешения (допуска), выдаваемого начальником цеха ответственному руководителю работ перед началом работ. В допуске указывается фамилия и должность ответственного

руководителя; состав бригады; содержание работ, которые необходимо провести; необходимые защитные средства; спасательное снаряжение; длительность пребывания рабочего в емкости и порядок его смены, а также особые меры безопасности.

Работы должны проводиться бригадой (но менее 2 человек): в силосах – не менее 4 человек; в канализационных колодцах – не менее 3 человек.

Перед началом ремонта лицо, ответственное за производство работ, должно проверить надежность отключения емкости, соответствующими приборами провести анализ воздуха внутри емкости и убедиться, что содержание взрывоопасных и токсичных веществ не превышает допустимых нормами величин. В горячих емкостях необходимо также определить температуру воздуха. Содержание диоксида углерода, метана измеряется с помощью газоанализатора.

При выполнении работ, связанных с подачей сверху деталей, материалов и других предметов, могущих нанести при их падении травму, находящиеся внутри емкости рабочие должны использовать защитные каски. Работы в емкостях с недостаточным воздухообменом, а также при присутствии в них вредных веществ рабочий должен выполнять в надетом перед спуском шланговом противогазе ПШ-1 (с естественной подачей воздуха) или ПШ-2 (с принудительной подачей воздуха). При применении шлангового противогаза гофрированный шланг должен выходить наружу емкости не менее чем на 2 м. Конец шланга (заборный патрубок) закрепляется в зоне чистого воздуха. Дублер постоянно должен следить за тем, чтобы шланг не перегибался, не скручивался или не зажимался каким-либо предметом.

Перед спуском в аппарат или емкость рабочий проходит инструктаж, проверяет в присутствии руководителя работы подгонку маски по лицу, при необходимости надевает спасательный пояс с сигнальной веревкой, берет аккумуляторную включенную взрывозащищенную электролампу напряжением 12 В и осторожно, не имея в руках никаких предметов,

опускается в емкость. Затем ему подают необходимый для работы инструмент.

Сигнальная веревка служит для вытаскивания работающего в емкости. Ее прочность систематически проверяется. Дублер должен иметь комплект шлангового противогаза, вполне готовый к применению с маской, подогнанной по лицу, чтобы в случае необходимости он мог быстро войти в опасную зону для оказания помощи пострадавшему.

Спуск рабочего в емкость производится при обязательном присутствии лица, ответственного за производство работ и наблюдающего дублера. Для емкостей, имеющих верхние и нижние люки, допуск рабочих внутрь емкости осуществляется только через нижний люк.

Продолжительность пребывания рабочего в емкости устанавливается инструкцией по производству работ внутри емкостей в зависимости от условий выполняемых в них работ. При работе с применением противогаза срок единовременного пребывания рабочего в емкости не должен превышать 15 мин, с последующим отдыхом на свежем воздухе в течение 15 мин.

Для освещения в емкости при производстве ремонтных работ используются переносные светильники напряжением не выше 12 В, а для емкостей, содержащих взрывоопасные вещества, применяются переносные светильники только во взрывобезопасном исполнении. Часто для освещения емкости используют прожектор, установленный на треноге над люком. Используемый инструмент и инвентарь должны исключать искрообразование (должны быть изготовлены из цветного металла или неискрящихся материалов) [23].

5.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)

Рассмотрим основные наиболее вероятные опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

1. Статическое электричество.

Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти (конденсата) друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке нефтепродуктов возникают как в самом нефтепродукте, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых она находится. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Технологические операции с нефтепродуктами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- заземление резервуаров, цистерн, трубопроводов;
- снижение интенсивности генерации зарядов статического электричества путем уменьшения скорости налива при правильном подборе диаметра трубопровода.

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами для электрооборудования и молниезащиты. Ручной отбор проб допускается не ранее, чем через 10 минут после прекращения налива. Пробоотборник должен иметь токопроводящий приваренный к его корпусу медный тросик. Перед отбором пробы пробоотборник должен быть надежно заземлен путем подсоединения медного тросика к клеммному зажиму, расположенному преимущественно на перильном ограждении резервуара.

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического

оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год [20].

2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке.

На кустовых площадках возможно проведение огневых работ, в частности работа болгаркой и сварочным агрегатом. Основными источниками пожарной опасности при сварке, осуществляемой электрической дугой, являются: пламя дуги, искры раскаленного металла, недоиспользованные электроды; электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании [20].

Пламя электрической дуги имеет температуру 3000– 4000 °С и поэтому может воспламенить любое горючее вещество, причем не только при непосредственном касании, но и на некотором расстоянии. Частицы раскаленного металла (искры), образующиеся в процессе сварки, могут разлетаться на расстояние 4– 6 м. При неисправности электрооборудования может произойти воспламенение электрической изоляции оборудования, а также соприкасающихся с ним предметов.

Пожарную опасность при сварочных работах можно снизить правильной организацией рабочего места. Основные требования пожарной безопасности при сварочных работах следующие: сгораемые предметы необходимо удалять от места ручной сварки не менее чем на 5 м; машины для точечной, шовной, роликовой и стыковой сварки следует устанавливать только в помещениях, где не производится пожароопасных операций. При этом сварочные машины удаляют от сгораемых предметов на расстояние не менее 4 м; при стыковой сварке деталей сечением более 50 мм² – не менее 6 м. При невозможности удаления сварочных машин на указанные выше расстояния место сварки отгораживают металлическими или асбестовыми листами [25].

5.4 Экологическая безопасность

В процессе разработки месторождений проводятся мероприятия, направленные на повышение экологической безопасности. В частности, ведется реконструкция действующих производств, вносятся изменения в противокоррозионные мероприятия, трубопроводного транспорта, совершенствуются технологии сбора и промысловой подготовки газа. (таблица 5.5)

Таблица 5.5 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации установки подготовки нефти

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами	Отправление отходов на полигон
	Засорение почвы производственными и бытовыми отходами	Отходы производства направляются на переработку и обезвреживание по договору со специализированными организациями. Бытовые отходы размещаются на полигоне ТБО
Вода и водные ресурсы	Загрязнение промышленными стоками	Подготовка промышленных стоков и дальнейшее использование в системе ППД
	Загрязнение бытовыми стоками	Созданы очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства, септики)

После проведения оценки воздействия производственной деятельности на окружающую среду согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03[26] принимаем ориентировочный размер санитарно-защитной зоны. (таблица 5.6)

Таблица 5.6 – Санитарная классификация предприятий и ориентировочные размеры нормативных санитарно-защитных зон

Класс	Вид производства
Класс I – санитарно-защитная зона 1000 м	Предприятия по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 т/сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Категории зданий, помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно НПБ 105-03[27] приведены (в таблице 5.7)

Таблица 5.7 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных установок

Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрывопожарной и пожарной опасности	Степень огнестойкости зданий	Классификация помещений и наружных установок по ПУЭ	
			Класс взрывоопасной зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей
Кустовая площадка	Ан	-	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3
	А	II	В-1а	ПА-Т1
Автоматизированная групповая замерная установка	А	IV	В-1а	ПА-Т3

Возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте:

- наличие легковоспламеняющихся жидкостей и взрывопожароопасных паров;
- наличие источника открытого огня и нагретых поверхностей;
- возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования;
- наличием электрооборудования;
- наличие нагретых поверхностей оборудования и трубопроводов;
- несоблюдение правил хранения смазочных масел и обтирочных материалов;
- возможность возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти друг о друга или со стенкой трубы.

Для обеспечения контроля возникновения пожара во взрыво- и пожароопасных зонах устанавливаются взрывозащищенные извещатели пожарные типа ИП, ручные типа ИПР и оповещатели (устанавливаются снаружи вне опасной зоны). Главная задача при возникновении пожара – его локализация. Небольшие загорания, а также пожары в начальной стадии

могут быть успешно ликвидированы обслуживающим персоналом первичными средствами пожаротушения: порошковые и углекислотные огнетушители, асбестовые полотна, грубошерстные ткани (кошма, войлок), песок.

Для локализации и ликвидации пожара должны использоваться стационарные средства пожаротушения. Проектом предусматриваются следующие виды пожаротушения: водяное, пенное и порошковое.

При работе на взрыво- пожароопасном производстве безопасность работающего персонала должна обеспечиваться:

- конструктивно-планировочным решением помещений, гарантирующим возможность осуществления быстрой эвакуации людей и ограничивающим распространение пожара;

- постоянным содержанием в надлежащем состоянии специального оборудования, способствующего успешной эвакуации людей в случае пожара (системы экстренного оповещения, аварийное освещение, знаки безопасности);

- ознакомлением всех работающих с основными требованиями пожарной безопасности и мерами личной предосторожности, которые необходимо соблюдать при возникновении пожара, а также планом эвакуации людей из помещения;

- установлением со стороны администрации систематического контроля за строжайшим соблюдением мер предосторожности при ремонтных работах, эксплуатации электроприборов, электроустановок и отопительных систем.

Глава составлена с учетом «Требований к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья», утвержденных Приказом МПР России от 08.07.2010 г. № 254.

Согласно Закону РФ «О недрах», под недрами понимается часть земной коры, расположенная ниже почвенного слоя, а при его отсутствии –

ниже земной поверхности и дна водоемов и водотоков, простирающаяся до глубин, доступных для геологического изучения и освоения.

Требования по охране недр установлены законодательными и нормативными документами федерального уровня, основные из которых приведены ниже:

- Конституция Российской Федерации;
- Закон Российской Федерации «О недрах»;
- «Правила охраны недр»;
- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Кроме указанных выше нормативно-правовых актов федерального уровня недропользователь должен в своей хозяйственной деятельности руководствоваться нормативно-правовыми актами Томской области, направленными на охрану недр.

Заключение

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены и проанализированы различные технологии по борьбе с негативным влиянием осложнений при работе эксплуатирующих скважин. Для борьбы с осложнениями в процессе работы с фондом скважин необходимо использовать как можно больше разнообразных методов борьбы.

Анализ методов по предотвращению механических примесей гравийной набивки показал свою высокую эффективность в увеличении межремонтного периода в 2,5 раза, применение фильтроэлементов снизили отказы насосов на 44%. При борьбе с солеотложениями методом закачки ингибитора в пласт наработка УЭЦН на отказ по скважинам фонда выросла после внедрения технологии с 48 до 203 суток. Свою эффективность показали насосы завода «Борец» с рабочими органами, изготовленными методом порошковой металлургии –1ЭЦНДПТ5-15-1650 для эксплуатации в условиях коррозии сравнительная наработка насоса на отказ составила 171 сутки против 48 суток до внедрения.

Дальнейшее повышение эффективности мероприятий по предупреждению осложнений требует создания и функционирования интегрированной системы промысловых и лабораторных исследований, контроля технологических процессов в части, имеющей непосредственное отношение к проявлению осложнений при эксплуатации скважин. В связи с этим необходимо внедрять новые методы борьбы с осложнениями при эксплуатации добывающих скважин.

Список использованной литературы

1. Аптыкаев Г. А. «Интенсификация добычи и увеличение МРП скважин, оборудованных УЭЦН» - Инженерная практика, 2011, № 4, с.65-69.
2. Информационный ресурс «Нефтегазовое дело» (www.ogbus.ru) // Раздел: Установка электроцентробежного насоса.
3. Щекотов А.А. Назимов С.В. «Справочное пособие по действиям персонала при нарушениях в режимах работы УЭЦН» // 2015.
4. Камалетдинов Р.С. // «Обзор существующих методов борьбы с мех.примесями» // Инженерная практика, 2010-№ 2.
5. Герасимов В. В. «Высоконадежное оборудование для работы в осложненных условиях» - Инженерная практика, 2012, № 2, с. 18-24.
6. Сайт компании «Новомет» // <http://www.novomet.ru/rus/products/filters/downhole/sand-catcher/>
7. Деньгаев А.В. Повышение эффективности эксплуатации скважин погружными центробежными насосами при откачке газожидкостных смесей – Дис. канд. техн. наук. - М., 2006. с. 194.
8. Качавцев В.Е., И.Т. Мищенко. Солеобразование при добыче нефти. – М.: 2004. – 432с.
9. Агеев Ш. Р., Дружинин Е. Ю. Погружные центробежные и центробежно-вихревые насосы для добычи нефти и предвключенные устройства к ним для повышения эффективности работы при высоком газосодержании на входе / Доклад с конференции «Нефтеотдача-2003», РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина.
10. Ивановский В.Н., Дарищев В.И. Скважинные насосные установки для добычи нефти. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002.- 824 с.
11. Ибрагимов Н.Г. Осложнения в нефтедобыче.— Уфа: ООО «Издательство научно- технической литературы «Монотомь»», 2003.- 302 с .
12. Каталог продукции ЗАО «Новомет» -Пермь: ЗАО «Новомет», 2010 г. 103

13. Федоренко В. Ю. «Новые реагенты для борьбы с АСПО, коррозией, солеотложениями и обработки ПЗП» - Инженерная практика, 2011, Спецвыпуск, с. 58-61.

14. Хасанов И.Г. Опыт эксплуатации ПЭД в условиях ТПП «Покачевнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»-Инженерная практика 2016 №04

15. Лямаев Б.Ф. // Гидроструйные насосы и установки // 1988г.

16. Семенова И.В. // Коррозия и защита от коррозии //ФИЗМАТЛИТ – 2002 г.

17. ISO 8044:1989 Коррозия металлов и сплавов. Словарь

18. Оленев Л.М., Миронов Т.П. //Применение растворителей и ингибиторов для предупреждения образований АСПО // ВНИИОЭНГ, 1994

19. ГОСТ 12.1.005–88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01. 01.89).

20. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

21. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений, утв. Постановлением ГКСЭН России 01. 10. 1996 г. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997. – 39 с.

22. Постановление от 11.02.2011 г. № 29а. Об организации работ в холодное время года на открытом воздухе и в закрытых необогреваемых помещениях на территории Томской области

23. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с изм. 1990 г.)

24. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования

25. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования

26. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов

27. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

28. Конституция Российской Федерации от 12.12.1993 г.

29. Закон Российской Федерации «О недрах» от 21.02.1992 г. № 2395-1 (действующая редакция от 31.12.2014 г.)

30. ПБ 07-601-03. Правила охраны недр 104 31.ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности

31 Шабля В.В., заместитель начальника производственного отдела по добыче нефти ТПП «Когалымнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ- Западная Сибирь».

Опыт работы ТПП «Когалымнефтегаз»с солеобразующим фондом скважин // Инженерная практика. — 2009. Пилотный выпуск.

32 <https://kronaneftgaz.ru/> Конструкторские разработки в области НефтеАвтоматики.

33 Н. А. Лыкова, канд. техн. наук, нач. Бюро фильтрационных систем, А. В. Шавалеева, инж.-констр., АО Новомет-Пермь, Д. И. Шишлянников, канд. техн. наук, доц., ПНИПУ, г. Пермь Оборудование для защиты установок электроцентробежных насосов от солеотложений и коррозии <https://neftegaz.ru/>

34 ГУМЕРОВ РАМИЛЬ РУСТАМОВИЧ диссертация на соискание ученой степени кандидата технических науки РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНЫХ ИНГИБИТОРОВ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ АСФАЛЬТЕНОВОГО ТИПА

35 Кагарманов И.И. Учебное пособие по добычи нефти <https://www.studmed.ru/>

36. Камалетдинов Рустам Сагарярович Координатор Экспертного совета по механизированной добыче нефти, к.т.н. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями 07.02.2010 Инженерная практика №02/2010

37 Отчёт о работе мех.фонда СНГДУ-2 ОАО «СНГ» за 2007-2008г.г.

38 Ануфриев Сергей Николаевич Отказы на скважинах «Газпромнефть- Ноябрьскнефтегаз» наиболее часто происходят из-за засорения насоса

мехпримесями, отложения солей на рабочих органах погружного насоса, негативного влияния газа, АСПО и гидратов и механического повреждения кабеля. Для эффективной борьбы с каждым из осложняющих факторов в компании разработаны специальные меры. 08.02.2011 инженерная практика №02/2011.

39 Агеев 1 Ш.Р., Берман 2 А.В., Джалаев1 А.М., Дроздов3 А.Н., Кан2 А.Г., Маслов4 В.Н., Осипов2 М.Л., Перельман4 М.О., Хафизов4 Ф.Ф. 1 ОКБ БН КОННАС, г. Москва, 2 ОАО ТНК-ВР, Россия 3РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва, 4 ЗАО Новомет-Пермь, г. Пермь, Россия Оборудование для добычи нефти с высоким содержанием свободного газа и опыт его эксплуатации.