

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИФедеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»



Институт	Природных ресурсов
Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра	Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**АНАЛИЗ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ
ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ СКВАЖИН**

УДК 622.276.72:544

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Овкин Дмитрий Сергеевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав.кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.—м.н.		

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

Институт Природных ресурсов
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой _____
(Подпись), (дата), (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Овкину Дмитрию Сергеевичу

Тема работы:

Анализ физико-химических методов борьбы с осложнениями при эксплуатации высокообводненных скважин	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	
Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	Пакет технической, технологической и нормативной информации по физико-химическим методам борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература.
----------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:	Общие сведения о осложнениях в работе погружного оборудования, определение наиболее эффективного и экономически выгодного метода борьбы с осложнениями при эксплуатации высокообводнённых скважин, социальная ответственность при работе с химическими реагентами, экономическая эффективность от внедрения специального погружного клапанного оборудования.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н. Вазим Андрей Александрович
«Социальная ответственность»	Доцент, к.х.н. Грязнова Елена Николаевна

Название разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранных языках:

Виды осложнений в скважинах при добыче нефти

Анализ физико-химических методов борьбы с осложнениями при эксплуатации высокообводнённых скважин

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Социальная ответственность

Заключение

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель:

Должность	Ф.И.О.	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б23Т	Овкин Дмитрий Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит (92) страницы, на которых размещены 16 рисунков и 21 таблица. При написании диплома использовалось (15) источников.

Ключевые слова: АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ, КОРРОЗИЯ, СОЛЕОТЛОЖЕНИЕ, ИНГИБИТОРЫ, УДАЛЕНИЕ, ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ, СКВАЖИНАЯ ПРОДУКЦИЯ, АНАЛИЗ, ПРИЗАБОЙНАЯ ЗОНА ПЛАСТА, ПОГРУЖНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ.

Объектом исследования при написании работы послужили осложнения при эксплуатации высокообводнённых скважин и физико-химические методы борьбы с ними.

Цель работы – анализ физико-химических методов борьбы с осложнениями при эксплуатации высокообводнённых скважин, а так же определение их эффективности на практическом опыте использования нефтедобывающими компаниями.

В выпускной квалификационной работе представлены сведения об основных видах осложнений и причинах их возникновения при эксплуатации высокообводнённых скважин. Рассмотрены физико-химические методы направленные на борьбу с осложнениями различного происхождения. Проведены расчеты экономической эффективности при внедрении специального погружного кабельного оборудования для подачи ингибитора в проблемную зону скважины. Проанализированы результаты применения представленных физико-химических методов борьбы с осложнениями различных нефтедобывающих компаний и сформулированы выводы об эффективности их внедрения. Бакалаврская работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, и Microsoft Excel.

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ППД - поддержание пластового давления
СВБ - сульфатовосстанавливающие бактерии
АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения
ПЗП - призабойная зона пласта
МРП - межремонтный период
МОП - межочистой период
ГНО - глубиннонасосное оборудование
НКТ - насоснокомпрессорные трубы
ГДИС - гидродинамические исследования скважин
КПД - кривая падения давления
ПЭД - погружной электродвигатель
УШСН - установка штанговая скважинная насосная
УЭЦН - установка электроцентробежная насосная
ПАВ - поверхностно-активное вещество
НТФ - нитрилотриметилфосфоновая кислота
ОЭДФ - оксиэтилендендифосфоновая кислота
НВЛ - нефтевыкидная линия
ПРС - подземный ремонт скважин
КРС - капитальный ремонт скважин
ЭХЗ - электрохимзащита
СКЗ - станция катодной защиты
БДР - блок диодно-резисторный
СДЗ - станция дренажной защиты
МСЭ - медно-сульфатный электрод сравнения
СПКУ - специальное погружное кабельное устройство
НСП - нефтесборный парк
АГЗУ - автоматическая групповая замерная установка

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1.ВИДЫ ОСЛОЖНЕНИЙ В СКВАЖИНАХ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ.....	10
1.1 Характеристика осложнений	10
1.2 Применяемые методы борьбы с асфальто-смолистыми и парафиновыми отложения	11
1.3 Методы удаления и предупреждения отложений неорганических солей	14
1.3.1 Борьба с отложением сульфидов в скважине	20
1.4 Предупреждение образования высоковязкой и стойкой эмульсии в скважине.....	24
1.5 Анализ применения ингибиторов коррозии для защиты глубиннонасосного оборудования скважины	26
2. АНАЛИЗ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ СКВАЖИН.....	30
2.1 Удаление отложений солей из призабойной зоны пласта нагнетательных скважин	30
2.2 Очистка сточных вод от солей и механических примесей.....	32
2.3 Совершенствование техники и технологии дозированной подачи реагентов в скважину	38
2.3.1. Конструкция и характеристика специального погружного кабельного устройства.....	38
2.3.2. Обустройство скважины специальным погружным кабельным устройством и особенности технологии дозировки реагентов	39
2.3.3. Использование специального погружного кабельного устройства для предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений в скважине	42
2.3.4. Использование специального погружного кабельного оборудования для ингибиторной защиты глубиннонасосного оборудования от коррозии	44
2.3.5. Использование СПКУ для предупреждения образования высоковязкой эмульсии в скважине	46
2.3.6. Борьба с образованием комплексных осадков с сульфидами железа	47
2.4 Механизм электрохимической защиты скважинного оборудования при добыче высокообводненной, агрессивной продукции.....	48

2.4.1 Сущность методов и условия применения разработанных технологий электрохимической защиты оборудования от коррозии	52
2.4.2 Результаты внедрения технологии электрохимической (катодной) защиты промышленных трубопроводов	54
2.4.3 Результаты исследований по изучению влияния метода электрохимической (катодной) защиты оборудования на условия эксплуатации электроцентробежными насосами	55
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	66
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	73
4.1 Производственная безопасность	73
4.2 Экологическая безопасность.....	82
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	86
4.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	87
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	89
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	91

ВВЕДЕНИЕ

Несмотря на высокую степень развития нефтедобывающей отрасли и огромное разнообразие применяемых методов предотвращения и борьбы с образованиями осложнений проблема эффективности и модернизации данных методов остаётся актуальной, и по сей день для большого количества нефтяных месторождений. Об этом свидетельствуют различные причины, заключающиеся в разнообразии геолого-физических условий процессов разработки и эксплуатации объектов. Так же стоит отметить, что большинство нефтяных месторождений в настоящее время эксплуатируется в поздние стадии разработки, характеризующиеся высокой обводнённостью добываемой продукции, что является благоприятным условиям для образования осложнений в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций.

Закачивание больших объёмов пресных и сточных вод для поддержания пластового давления (ППД) в продуктивные пласты способствует разрушению пород призабойной зоны пласта (ПЗП), в результате выщелачивания минералов, образующих породу, а так же способствует образованию твердых углеводородов, неорганических солеотложений и интенсификации процессов коррозии, происходящих на поверхности промыслового оборудования.

Такое проявление осложнений как накопление АСПО и образование солеотложений в проточной области нефтепромыслового оборудования и внутри труб, а также образование коррозии на поверхности погружного оборудования, является причиной уменьшения межремонтного периода (МРП) работы скважин, снижения производительности системы и эффективности работы насосных установок. Следовательно, увеличение эффективности технологий и методов разработки месторождений, включая эксплуатацию добывающих и нагнетательных скважин, требует постоянного совершенствования применяемых методов, реагентов и технологий их применения.

Целью данной работы является определение возникающих осложнений при эксплуатации скважин с высокой обводнённостью добываемой продукции и причин их возникновения, а также анализ наиболее перспективных из существующих физико-химических методов борьбы с осложнениями в высоко обводнённых скважинах, направленных на предотвращение различных видов осложнения, определение их эффективности на практическом опыте использования нефтедобывающими компаниями.

1.ВИДЫ ОСЛОЖНЕНИЙ В СКВАЖИНАХ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

1.1 Характеристика осложнений

В работе скважин возможны осложнения, так как скважины эксплуатируют длительное время. Эксплуатация скважин производится в разнообразных условиях, поэтому осложнения, возникающие в процессе работы, также могут быть различными. Нормальная работа скважин в соответствии с установленным технологическим процессом нередко нарушается вследствие:

- износа или отказа в работе применяемого подземного и наземного оборудования, эксплуатационной колонны и забоя;
- отложений песка (механических примесей, продуктов коррозии), парафина, солей;
- преждевременного обводнения продукции.

Много вреда в процессе эксплуатации скважин приносят отложения парафина. При добыче нефти выпадение парафина неизбежно, так как температура нефти при извлечении ее на поверхность всегда снижается. Парафин наиболее интенсивно откладывается в подъемных трубах

Также осложняет работу отложения солей, они происходят в пласте, скважине, трубопроводах. Причина - химическая несовместимость вод, поступающих в скважины из различных горизонтов или пропластков.

Увеличение температуры жидкости в УЭЦН или в интервале расположения погружного электродвигателя приводит к интенсивному отложению карбоната кальция. Основные компоненты солей - гипс, карбонаты кальция и магния. При эксплуатации скважин, оборудованных погружными центробежными электронасосами, возможны осложнения, возникающие в результате вибрации подземного оборудования, которая обусловлена местной связью электродвигателя и центробежного насоса с подъемными трубами, а также осложнения процесса освоения скважин в

результате увеличения вероятности прихвата подземного оборудования после глушения их утяжеленным раствором.

1.2 Применяемые методы борьбы с асфальто-смолистыми и парафиновыми отложениями

При добыче нефти одной из проблем, вызывающих осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, являются АСПО. Накопление АСПО в проточной части нефтепромыслового оборудования и на внутренней поверхности труб приводит к снижению производительности системы, уменьшению МРП работы скважин и эффективности работы насосных установок.

АСПО увеличивают износ оборудования, расходы электроэнергии и давление в выкидных линиях. Поэтому борьба с АСПО - актуальная задача при интенсификации добычи нефти. АСПО представляют собой сложную углеводородную смесь, состоящую из парафинов (20-70 % мас.), АСВ (20-40 % мас.), силикагелевой смолы, масел, воды и механических примесей.

Парафиновые отложения в нефтепромысловом оборудовании формируются в основном вследствие выпадения (кристаллизации) высокомолекулярных углеводородов при снижении температуры потока нефти. Состав парафиновых отложений зависит от состава нефти и термодинамических условий, при которых формируются отложения. В зависимости от условий кристаллизации состав парафиновых отложений даже в одной скважине весьма разнообразен. Различаются они по содержанию асфальтенов, смол и твердых углеводородов. Нередко парафиновые отложения содержат воду и механические примеси.

Парафины - углеводороды метанового ряда от $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$. В пластовых условиях находятся в нефти в растворенном состоянии. В зависимости от содержания парафинов нефти классифицируют на (ГОСТ 912-66):

- малопарафиновые - менее 1,5 % мас.;

- парафиновые - от 1,5 до 6 % мас.;
- высокопарафиновые - более 6 % мас..

Существует несколько основных методов борьбы с АСПО в скважине:

1. Тепловые метод основаны на способности парафина плавиться при воздействии тепла и выноситься потоком жидкости. Среди тепловых методов известны:

а) Подача в скважину теплоносителей - пара и жидкости, однако на скважинах большой глубины данный метод не целесообразен так как температура жидкости становится ниже температуры плавления парафина;

б) Помещение теплоисточника в ствол скважины или на забой - электронагреватели, химические термогенераторы. *Электронагрев* - один из способов тепловой обработки, состоящий в размещении источника тепла непосредственно в зоне воздействия, и обладающий наибольшей эффективностью: в этом случае удастся избежать потерь тепла.

в) Целесообразно использовать ППУА для очистки устьевой арматуры, манифольдов и выкидных трубопроводов, а также поднятого из скважины оборудования и труб;

2. Механические способы борьбы с парафином относятся к наиболее ранним, а вследствие простоты и доступности осуществления применяются и в настоящее время. Используют в основном для периодического удаления АСПО - компонентов с поверхностей нефтяного оборудования, а также с внутренних поверхностей нефтепроводов, коллекторов и т.д. Для этого применяют скребки различных конструкций спроектированных для различных способов эксплуатации скважин, эластичные шары, перемешивающие устройства.

3. Химические методы получили широкое развитие в последние годы, когда были созданы химические реагенты, активно воздействующие на парафин - ингибиторы парафинообразования. Среди них можно выделить несколько классов:

- 1) *смачиватели* создают на оборудовании защитную гидрофильную пленку, препятствующую прилипанию кристаллов парафина;
- 2) *диспергаторы* стимулируют взвешенное состояние кристаллов;
- 3) *модификаторы* взаимодействуют с кристаллами парафина и диспергируют их.

В настоящее время вследствие высокой стоимости химреагентов проблема не в их приобретении, а в экономном использовании. Поэтому на первый план выдвигается разработка наиболее эффективных способов доставки реагентов в скважину. На практике получили применение три способа подачи реагента:

- а) *залповый* - разовая закачка большого объема химреагента в пласт через определенные интервалы времени;
- б) *затрубный* - дозирование в затрубное пространство устьевыми дозаторами;
- в) *скважинный глубинный* - дозирование к приему насоса скважинными дозаторами.

4. Физические методы борьбы с парафином. Данные методы основаны на использовании различных полей, ультразвуковых и механических колебаний для воздействия на нефть, содержащую парафин в своём составе. Перспективным направлением является воздействие на нефть переменными электромагнитными полями. При этом учитывают состав и свойства обрабатываемой нефти, интенсивность поля и режим обработки. В ходе обработки нефтяного потока полем в нефти образуются дополнительные центры кристаллизации. Они позволяют снизить образование кристаллов на стенках трубопровода, так как кристаллы образуются в объёме нефти. У данной методики есть минус. В ходе обработки вместе с кристаллами парафина удаляются мелкие механические примеси, а крупные остаются. Это сокращает межремонтный период работы скважины до нескольких месяцев.

К физическим методам относятся:

- Магнитный, базируется на создании магнитного поля в потоке жидкости и образовании центров кристаллизации по всему объёму

нефтяного потока, что способствует более интенсивному выносу парафина.

- Акустический;
- Гидродинамический, предполагает создание в потоке жидкости ультразвуковых колебаний, которые препятствуют адгезии кристаллов парафина друг к другу и к металлу труб.

5. Специальные покрытия поверхности труб. Для борьбы с отложениями парафина в лифтовых колоннах скважин наиболее широко используются защитные покрытия, в качестве которых применяют полярные (гидрофильные) материалы с диэлектрической проницаемостью 5—8 ед., обладающие низкой адгезией к парафину и имеющие гладкую поверхность. Известно несколько защитных материалов: бакелитовый лак, эпоксидные смолы, стекло, стеклоэмали, полиэтилен.

Выбор метода удаления АСПО тесно связан с составом АСПО и температурой их плавления. При наличии в составе осадков значительного количества парафиновых углеводородов с высокой температурой плавления (церезинов) применение тепловых методов удаления осадков нецелесообразно. Лучшие результаты обеспечивает использование углеводородных растворителей и их композиций.

При больших глубинах скважин нецелесообразны применение для очистки труб скребков и обработка скважин горячей нефтью. Для них более предпочтительно использование химических методов. Проблема борьбы с формированием АСПО в ПЗП на нефтяных промыслах мира в настоящее время решается предпочтительно применением химических методов

1.3 Методы удаления и предупреждения отложений неорганических солей

Образование отложений неорганических солей на внутренней поверхности нефтегазопромыслового оборудования имеет место при добыче

обводнённой нефти в процессе разработки большинства месторождений России.

Основным направлением борьбы с отложением неорганических солей является применение методов предотвращения их отложения в трубопроводах. При этом правильный выбор метода можно сделать на основе всестороннего изучения причин, условий и зон образования отложений солей. Существующие методы предотвращения отложения солей можно разделить на две группы - химические и безреагентные.

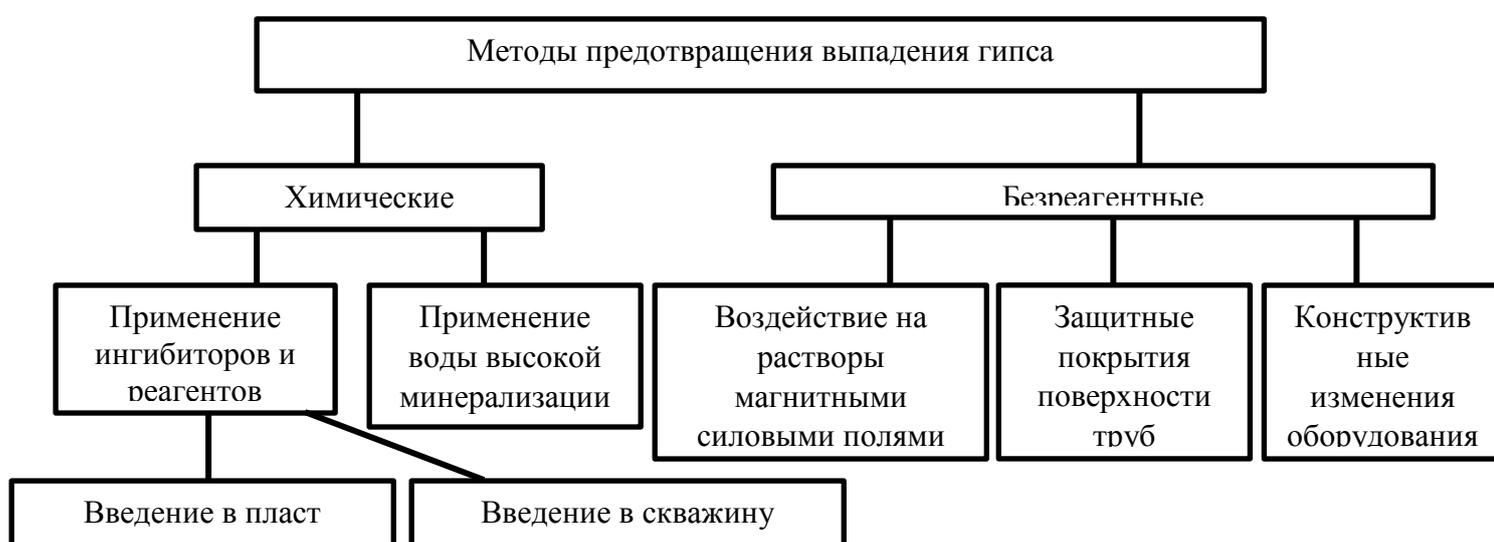


Рисунок 1 - Классификация методов предупреждения отложения неорганических солей

К химическим методам относятся подготовка и использование для закачки в пласт высокоминерализованных, совместимых с пластовыми вод. В комплекс работ по подготовке вод входит проверка закачиваемых вод на химическую совместимость с другими водами, с которыми они смешиваются в поверхностных или пластовых условиях. Использование химически совместимых высокоминерализованных вод с пластовыми исключает или в значительной мере снижает интенсивность образования отложений неорганических солей. Поэтому одним из радикальных методов предотвращения выпадения гипса на ряде зарубежных месторождений

является применение для заводнения залежей естественных или искусственно приготовленных вод высокой солености с содержанием хлористого натрия порядка до 240 кг/м³.

Положительное воздействие заводнения залежей солёными водами подтверждается практикой разработки месторождений, показавшей, что в тех случаях, когда обводнение скважин происходит пластовыми, бессульфатными, совместимыми водами с высоким содержанием хлоридов, выпадение гипса не происходит. Опыт эксплуатации нефтяных месторождений Западной Сибири также показывает, что выбор источника водоснабжения для системы поддержания пластового давления оказывает решающее влияние на отложение неорганических солей. Нагнетание попутных или даже маломинерализованных сеноманских вод вместо пресных позволило значительно снизить интенсивность отложения карбонатных солей в скважинах. Аналогичные результаты получены при закачке совместимых морских вод.

Из известных способов предотвращения отложения неорганических солей наиболее эффективным и технологичным в настоящее время является способ с применением химических реагентов - ингибиторов отложения солей. К ингибиторам солеотложения предъявляются жесткие требования, которые можно подразделить на общие и специальные.

Общие требования:

- не должны оказывать отрицательного воздействия на технологические процессы добычи, сбора, транспорта и подготовки нефти, в том числе и при применении в них химических продуктов для других целей;
- не должны оказывать отрицательного влияния на технологический процесс переработки нефти и не снижать качество продуктов переработки;
- не должны повышать коррозионную активность среды, в которой они растворены;

- не должны способствовать повышению стойкости водонефтяной эмульсии;
- должны быть безопасными для обслуживающего персонала и безвредными для окружающей среды;
- остаточное содержание ингибиторов в различных по составу растворах должно аналитически определяться в промышленных условиях;
- каждый ингибитор должен иметь технологическую характеристику применения, предельно допустимую концентрацию в воде и воздухе, а также рекомендации по безопасному ведению работ.

В зависимости от условий применения могут быть предъявлены дополнительные специальные требования. Так, при использовании жидких растворов в зимнее время налагаются требования к их температуре замерзания, вязкости растворов. При продаже растворов ингибитора в ПЗП предъявляются соответствующие требования по адсорбционно-десорбционным характеристикам. Твердые ингибиторы в виде гранул и таблеток, предназначенные для загрузки их в контейнеры, должны обладать медленной растворимостью в воде различной минерализации и состава.

Специальные требования:

- должны обладать способностью предотвращать отложение неорганических солей при малых концентрациях реагента;
- должны быть совместимыми с пластовыми, попутнодобываемыми и нагнетаемыми водами различного состава и хорошо растворяться в них;
- должны быть стабильными при хранении и транспортировке.

Механизм работы реагентов-ингибиторов отложения солей сложен и недостаточно полно изучен. Было обнаружено, что наиболее эффективными и экономически целесообразными ингибиторами являются те, которые обнаруживают «пороговый эффект». Этот эффект возникает тогда, когда реагент покрывает микрокристаллические ядра образующегося осадка, замедляет их рост и удерживает в растворе во взвешенном состоянии при

концентрациях выше уровня осаждения. Так как адсорбционные слои ингибитора возникают и на поверхности защищаемого оборудования, эти микромолекулы имеют плохую адгезию к металлическим поверхностям и легко уносятся потоком жидкости. Некоторые ингибиторы мало препятствуют кристаллизации солей, но при этом видоизменяют форму кристаллов и препятствуют их дальнейшему росту.

Существует классификация ингибиторов отложения неорганических солей на основе их химического строения. При этом все ингибиторы подразделяются на две группы: однокомпонентные, представленные одним типом химического соединения, и многокомпонентные, составленные из разных химических соединений. В свою очередь, все однокомпонентные ингибиторы, на основании различий в химической природе, подразделяются на анионные и катионные.

К анионным ингибиторам относятся: производные карбоновых кислот (полимерные соединения акрилового ряда, сополимеры на основе малеинового ангидрида); производные сульфокислот; фосфоропроизводные (неорганические полифосфаты, органические фосфаты). Среди фосфороорганических производных выделяются эфиры фосфорной кислоты, фосфонаты, аминофосфонаты. Последние, по сути, являются амфотерными ингибиторами.

К катионным ингибиторам относятся полиалкиленамины, моноамины, четвертичные аммониевые основания, полиэтоксिलированные амины.

Многокомпонентные ингибирующие композиции готовятся из двух или более компонентов и подразделяются авторами классификации на две подгруппы:

- составы, в которых один из компонентов не является ингибитором отложения солей. Обычно, кроме собственно ингибитора солеотложения, такие составы содержат ПАВ неионогенного типа, которое или усиливает действие ингибирующего компонента, или

имеет другое самостоятельное значение, но не ухудшает при этом действия ингибирующего компонента;

- составы, в которых все компоненты являются ингибиторами отложения неорганических солей. При смешении ингибиторов получают синергетический эффект ингибирующего действия. В качестве исходных ингредиентов для получения синергетической многокомпонентной композиции используют различные классы ингибиторов. Обычно встречаются комбинации анионных ингибиторов с катионными. Однако определенные принципы комбинирования ингибиторов для получения композиций не разработаны.

К настоящему времени выявлены многочисленные группы соединений, по своей химической природе потенциально способные предотвращать отложение солей. Поэтому ассортимент ингибиторов солеотложения, способных в той или иной степени предотвращать отложение солей различного состава, достаточно широк. Однако в практике добычи нефти широко используют ограниченное количество отечественных и зарубежных марок ингибиторов.

К безреагентным методам предотвращения отложения солей относятся: воздействие на перенасыщенные солями растворы силовыми магнитными и акустическими полями, использование защитных покрытий труб и рабочих органов насосов. К этой же группе относят и мероприятия, основанные на изменении технологических факторов эксплуатации скважин, - проведение специальных изоляционных работ, поддержание повышенных забойных давлений, использование хвостовиков, диспергаторов и других конструктивных изменений в глубиннонасосных установках.

Кроме того, в некоторых случаях применяют воздействие на перенасыщенные солями водные растворы магнитными и акустическими полями. При этом, эффективность магнитной обработки, как правило, значительно выше.

Использование в нефтепромысловой практике постоянного магнитного поля для снижения солеотложения (работы Д.М. Агаларова, В.И. Классена, В.Ф. Очкова, Е.Ф. Тебенихина) показало перспективность данного направления. Однако его развитие сдерживается отсутствием четко аргументированных теоретических представлений о механизме воздействия постоянного магнитного поля на кристаллизацию солей жесткости и основ расчета устройств для магнитной обработки нефтегазовых флюидов.

Установлено также (работы В.И. Классена, Е.Ф. Тебенихина), что под воздействием электромагнитного поля повышается дисперсность кристаллов солей, и общая масса отложений, приходящаяся на единицу поверхности, уменьшается. Снижается прочность адгезионной связи солей с поверхностью металлического оборудования, что облегчает дальнейшую очистку труб. Тем не менее, применение аппаратов электромагнитной обработки промышленных сред имеет больше недостатков, чем устройств на постоянном магнитном поле. Прежде всего, это их высокая стоимость, существенное потребление электроэнергии и, что самое важное, неоднозначность результатов применения, обусловленная отсутствием основ расчета рабочих параметров подобных аппаратов.

1.3.1 Борьба с отложением сульфидов в скважине

Одной из важнейших причин, снижающих эффективность добычи нефти, является отложение на поверхности оборудования и трубопроводов неорганических солей. В основном это - карбонат кальция (70 %), карбонат магния (3-4 %), а также оксиды и сульфиды железа. Образование солей приводит к ухудшению, в целом, технико-экономических показателей нефтедобывающих предприятий.

Некоторая и очень небольшая часть осадка сульфида железа появляется из нефтяного пласта в виде высокодисперсной взвеси. Одновременно с этой жидкостью в ПЗП попадают СВБ планктонного типа (т.е. взвешенные в жидкости), которые, как правило, находятся в неактивном состоянии. Однако при

соприкосновении СВБ с твердой поверхностью (породой пласта, металлом труб и емкостей) они очень быстро переходят в активное состояние и начинают продуцировать в окружающую среду сероводород и углекислый газ, потребляя углеводороды и ионы сульфата. Поэтому основным источником образования осадков сульфида железа в скважинах является процесс сероводородной коррозии.

Продукция скважины при движении от пласта до приема насоса преодолевает значительные расстояния (от сотни до тысячи метров) по эксплуатационной колонне. Наиболее активными с точки зрения образования сульфидов железа являются зоны контакта металла труб с пластовой жидкостью, содержащей сероводород и углекислый газ, а также с газовой средой, содержащей эти компоненты. Процесс продуцирования сульфида железа в пластовую жидкость непрерывен, так как рост объема осадка на стенках металла и труб происходит до какой-то критической толщины, после чего вновь образуемый осадок сульфида постепенно «отодвигает» старый слой сероводородной коррозии. Причем процесс коррозии и осыпания ее продуктов не зависит от того, работает скважина или нет. В остановленной скважине осадки падают на забой, образуя рыхлую массу.

Выносимые из скважины частицы сульфида железа создают ряд определенных затруднений в системе добычи, транспорта и подготовки нефти. Так, данные механические примеси, отлагаясь на внутренней поверхности трубопроводов, увеличивают скорость коррозии металла труб в 5 и более раз. Из-за высокого содержания примесей в сточной воде происходит кольматация каналов фильтрации пород ПЗП и увеличиваются затраты, связанные с поддержанием плановой приемистости нагнетательных скважин. Поэтому задача по уменьшению вредного влияния механических примесей, состоящих в основном из сульфидов железа, а также из отложений других неорганических солей, частиц породы пласта и органических компонентов нефти является актуальной.

Рассмотрим несколько изобретённых методов борьбы с отложениями минеральных солей и сульфида железа, которые основаны на применении различных по химическому составу ингибиторов.

Первый метод предотвращения отложения сульфата и карбоната кальция путем обработки солеотложений, в котором в качестве ингибитора используют медный комплекс нитрилотриметилфосфоновой кислоты (НТФ) - тринатриевую соль общей формулы Na_3CuHL , где L - депротонированный остаток нитрилотриметилфосфоновой кислоты $\text{N}(\text{CH}_2\text{PO}_3\text{H}_2)_3$ (А.С. СССР №893900, С 02 F 5/10, 1981 г.). Однако указанное соединение неэффективно для предупреждения отложения солей, содержащих одновременно сульфаты, карбонаты кальция, магния и сульфид железа.

Второй метод предотвращения отложения минеральных солей и сульфида железа, предусматривающий использование в качестве ингибитора солеотложений водного раствора тринатриевой соли нитрилотриметилфосфоновой кислоты и органического амина (патент РФ №2140522, Е 21 В 37/00, 1999 г.). Недостатком этого способа является недостаточно высокая эффективность предотвращения минеральных солей в присутствии сульфида железа.

Третий метод предотвращения отложения минеральных солей и сульфида железа при добыче нефти путем обработки попутно-добываемой воды водным раствором тринатриевой соли нитрилотриметилфосфоновой кислоты с добавкой малеиновой кислоты и закачивания обработанной воды в пласт (патент РФ №216500, Е 21 В 37/06, 37/00, 2000 г.), который является наиболее близким к заявляемому решению по технической сущности и достигаемому эффекту. Недостатками указанного способа являются недостаточно высокая эффективность предотвращения сульфидосодержащих осадков при высоком содержании железа в попутно-добываемой воде.

Проанализировав вышеуказанные методы можно сделать вывод, что они все они имеют свои недостатки и перед нами встает задача создания

универсального способа, позволяющего эффективно предотвращать образование отложений минеральных солей и сульфида железа.

Техническим решением является создание способа предотвращения отложения минеральных солей и сульфида железа, путем обработки попутно-добываемой при добыче нефти воды фосфорсодержащим реагентом с добавкой и закачивания обработанной воды в пласт, в качестве добавки вводят водный раствор нитратов щелочных металлов или водный раствор нитрата аммония при соотношении фосфорсодержащего реагента от 1:1 до 1:4 (таблица 1)

Таблица 1 - Соотношение компонентов может регулироваться в зависимости от содержания растворенного железа в попутно-добываемой воде

Соотношение компонентов						
Содержание ионов железа, мг/дм ³	НТФ: KNO ₃	Инкредол: NH ₄ NO ₃	ОЭДФК: KNO ₃	СНПХ-5312: NH ₄ NO ₃	СНПХ-5312: NaNO ₃	Инкредол: NaNO ₃
5	1:1	1:1	1:1	1:1	1:1	1:1
10	1:2	1:2	1:2	1:2	1:2	1:1
15	1:3	1:2	1:3	1:3	1:3	1:2
20	1:4	1:3	1:4	1:4	1:4	1:2

При этом в качестве фосфорсодержащего реагента используют нитрилот-риметилфосфоновую кислоту (НТФ) или оксиэтилидендифосфоновую кислоту (ОЭДФК) или Инкредол-1 или СНПХ-5312 или СНПХ-5313 или СНПХ-5314 или СНПХ-5301 и др., а в качестве водного раствора нитрата щелочных металлов используют нитрат натрия (NaNO₃) или нитрат калия (KNO₃) или нитрат аммония (NH₄NO₃).

При обработке попутно-добываемой воды, содержащей неорганические соли, ионы железа и сероводород по предлагаемому способу, происходит связывание анионов и катионов, в том числе ионов железа в водорастворимые комплексы. Одновременно происходит также полная

нейтрализация сероводорода водными растворами нитратов щелочных металлов или аммония.

1.4 Предупреждение образования высоковязкой и стойкой эмульсии в скважине

Определенные осложнения вносит обводнение добываемой нефти в работу ГНО. Смешение нефти с водой в скважине и насосе приводит к эмульгированию жидкостей и образованию в стволе скважины стойких высоковязких эмульсий, вязкость которых может достигать величин 1,0...2,0 Па·с [1]. Кроме того, на поздней стадии разработки нефтяных месторождений широко применяются различные методы и технологии, направленные как на интенсификацию добычи нефти, так и на борьбу с вышеописанными осложнениями, предусматривающие использование химических реагентов, которые оказывают влияние на устойчивость эмульсии [2]. На стабильность эмульсии влияет наличие механических примесей в виде неорганических солей, частиц породы пласта.

Образование стойких эмульсий снижает МРП работы скважин из-за обрывов штанг УШСН, происходящих в результате увеличения амплитудных нагрузок, а в УЭЦН из-за пробоев электрической части вследствие перегрузок ПЭД. Так, по Чекмагушевскому УДНГ при среднем МРП, равном 727 суток, в скважинах, эксплуатируемых в условиях образования стойких эмульсий, он снижается до 183...412 суток на УШСН и до 286...430 суток в скважинах с УЭЦН. Наряду с этим заметно падает производительность глубинных насосов: в УШСН из-за больших растягивающих нагрузок на штанги и неполного заполнения насоса, в УЭЦН из-за повышенных гидравлических сопротивлений в рабочих органах насосов.

Основным направлением борьбы с образованием обратной высоковязкой и стойкой эмульсии в глубинных насосах и колонне НКТ является использование методов внутрискважинной деэмульсации, которая достигается вводом реагента-деэмульгатора на прием глубинного насоса. В большинстве

случаев реагент доставляется к насосу с устья скважины через межтрубное пространство при помощи дозирующих насосов или путем периодической ручной заливки [3].

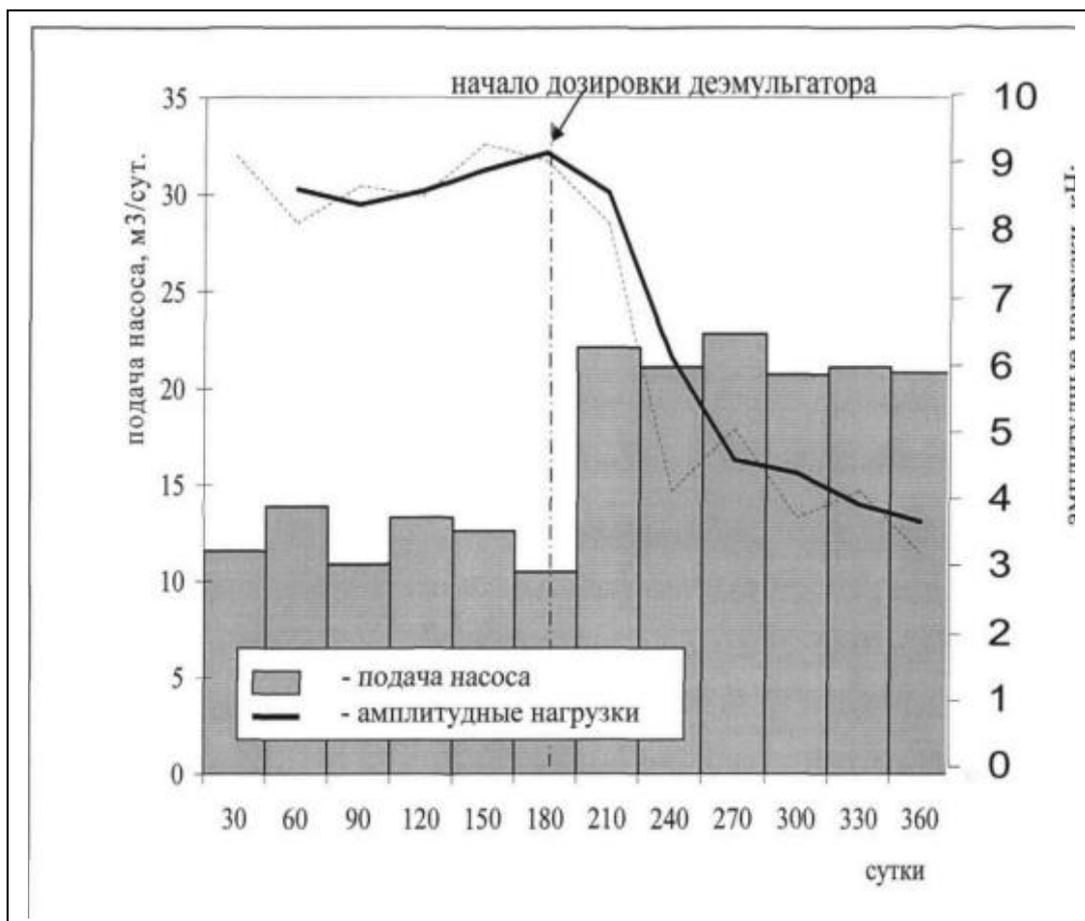


Рисунок 2 - Динамика изменения амплитудных нагрузок и подачи голубинового насоса при использовании метода внутрискважинной деэмульсации

На рисунке 2 приведена динамика работы ШСНУ по скв. 3178 Менеузовского месторождения, где была внедрена система внутрискважинной деэмульсации.

В предшествующий период до подачи деэмульгатора в скважину отмечалась высокая обрывность штанг, достигающая 4,3 обрыва в год. При обводненности 41 % вязкость добываемой жидкости доходила до 730 мПа·с на устье. Характеристика работы УШСН, снятая динамографом ИКГН-1, представлялась в следующем виде: максимальная нагрузка на головку

балансира станка-качалки (СК) составляла 9315 Н, минимальная - 1338 Н, работа клапанов глубинного насоса не просматривалась. Замер дебита скважины показал, что фактическая подача насоса составляет 22 % от расчетной.

Подача деэмульгатора марки СНПХ4410 осуществлялась дозаторной установкой типа УДС, параметры режима работы УШСН не изменялись. Повторный комплекс исследований, проводимый с началом дозированной подачи реагента в скважину показал, что амплитудные нагрузки на колонну штанг снизились на 56,3 %.

Отмечается четкая работа клапанов глубинного насоса, а также снижение знакопеременной деформации колонны штанг в 1,48 раз, повысилась подача глубинного насоса. Отмечается снижение вязкости, отбираемой с нефтewыкидной линии (НВЛ) скважины до 120 мПа-с.

Следует отметить как положительную особенность факт снижения количества электроэнергии, потребляемой УШСН [4]. В частности, по рассматриваемой скважине этот показатель изменился с 48 кВт-ч до 39 кВт-ч.

Таким образом, на основании анализа работы 29 скважин в условиях образования в скважине высоковязких эмульсий, выявлено, что с началом внутрискважинной деэмульсации амплитудные нагрузки на колонну штанг снижаются в 1,3... 1,6 раз, МРП достигает средних показателей по управлению, подача глубинных насосов возрастает на 20-32%, наблюдается снижение электропотребления.

Применение данной технологии способствует снижению числа текущих ремонтов, уменьшению нагрузок на узлы СК и напряжений в штангах, меньшему расходу энергии.

1.5 Анализ применения ингибиторов коррозии для защиты глубиннонасосного оборудования скважины

Возвращаясь к вопросу об отложениях неорганических солей, необходимо отметить, что со временем происходит изменение характера

образования и состава этих отложений. Так, в скв 6022 Юсуповской площади Арланского месторождения состав отложений отобранных в октябре 1978 г. был представлен: сульфатами - 61%, сульфидами -27%, АСПО -12%. Состав отложений, отобранных в июле 1985 г. был представлен - сульфатами 14,2; сульфидами - 82,9% и АСПО-2,8%. Видно, что в составе отложений начинают преобладать сульфиды.

Таким образом, помимо засорения ГНО происходит изменение скорости коррозии [10]. Основная причина интенсификации процессов коррозии - осажденные на поверхности металла сульфиды железа, являясь сильнейшим деполяризатором, образуют гальванопару железо-сульфидов железа, в которой металл оборудования становится анодом и подвергается интенсивной коррозии. Было установлено, что в макрогальванической паре «металл - Fe_xS_y » разность потенциалов достигает 0,4 В, а скорость коррозии 2-5 мм/год.

В основном подвергается коррозии внутренняя поверхность колонны НКТ - наиболее ответственная часть ГНО, применяемая при механизированном способе добычи нефти. Повреждения НКТ, как правило, приводят к утечкам, ликвидация которой сводится к замене этих НКТ, производимых бригадами подземного ремонта скважин (ПРС). Поэтому доля операций по ликвидации утечек в общем количестве выполненных ремонтов, характеризует интенсивность коррозии ГНО. Эти результаты приведены на рисунке 3, из которого видно, что до 20 % работ ПРС связаны с ликвидацией утечек в НКТ, из которых 65 % произошли по причине сквозной коррозии тела трубы. При этом в условиях эксплуатации скважин УЭЦН количество случаев сквозной коррозии НКТ в 2,68 раза больше в сравнении с остальными способами добычи нефти. Объяснением может служить усиление электрохимической коррозии в результате появления дополнительных блуждающих токов от кабеля и установки.

На основании выполненного анализа в НГДУ «Чекмагушнефть» были подобраны скважины с наибольшей частотой подземных ремонтов, связанных с коррозией ГНО и по ним с 2007 года начата ингибиторная защита. Ввод ингибитора коррозии Викор-1А из расчета 30 г/м³ добываемой жидкости

производился с устья скважины по схеме: межтрубное пространство-глубинный насос - колонна НКТ - выкидная линия. Здесь следует отметить, что именно использованием ингибиторной защиты ГНО объясняется снижение доли подземных ремонтов по ликвидации утечек НКТ. Кроме того, в эти годы начались массовые замены колонн НКТ на новые, а также внедрение НКТ с защитными антикоррозионными (стеклянными, полимерными) покрытиями.



Рисунок 3 - Динамика количества подземных ремонтов скважин по НГДУ «Чекмагушнефть»

Контроль скорости коррозии осуществлялся определением количества ионов железа в попутно добываемой воде и гравиметрическим способом на образцах-свидетелях, установленных в манифольдной линии скважины. При этом был выявлен эффект защиты 42...56%, в то время, как при защите трубопроводов он достигает 92%. Данный факт объясняется тем, что ингибитор углеводородорастворимый и в процессе подачи в межтрубное пространство он частично расходовался на насыщение столба нефти и адсорбцию на поверхности обсадной колонны и НКТ.

Таблица 2 - Результаты внедрения постоянной дозировки ингибитора коррозии Викор-1 А на скважинах Юсуповской площади Арланского месторождения

№№	Номер	2003-2008 гг.		2008-2011 гг.	
		МРП, сут.	ПРС, связанные с коррозией, %	МРП, сут.	ПРС, связанные с коррозией, %
1	3651	205	72	488	14,3
2	6357	225	63	697	0*
3	6106	141	50	373	25
4	6326	179	75	450	12,5
5	6316	265	83,3	442	16,7
6	6407	407	57,2	1129	28,6
7	6014	364	50	388	25
8	492	288	80	550	40
9	403	163	81,8	1147	9,1*
10	485	192	88,9	1133	22,2
11	418	205	33,4	364	22,2
12	459	630	50	1414	50
Среднее значение		272,0	65,4	714,6	22,1

-до начала дозировки в скважину были спущены новые НКТ.

На скважинах с ингибиторной защитой, несмотря на определенные недостатки способа (повышенный удельный расход реагента, неконтролируемый процесс периодической заливки) получен положительный эффект - в 1,95 раз снизилось количество ПРС, проводимые по причине коррозии ГНО, в 2,42 раза повысилась средняя периодичность случаев образования сквозной коррозии НКТ.

В тоже время остаются на прежнем уровне характер выхода из строя ПЭД УЭЦН и срок их службы. Так на скважинах 418 и 6407 наблюдалась сквозная коррозия погружного электродвигателя. Это объясняется тем, что при данном способе ингибиторной защиты, последние остаются вне воздействия защиты. Кроме того, не охватывается интервал: забой скважины - прием ГНО, где имеются все предпосылки для образования сульфидных соединений.

2. АНАЛИЗ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ СКВАЖИН

2.1 Удаление отложений солей из призабойной зоны пласта нагнетательных скважин

При закачивании в продуктивные пласты сточных нефтепромысловых вод, как правило, снижается приемистость нагнетательных скважин. Недостаточная очистка закачиваемых вод от содержащихся в них кольматирующих частиц является причиной ухудшения приемистости. Для очистки ПЗП нагнетательных скважин от органических и неорганических отложений и других механических примесей существует ряд технологий, включающий в себя солянокислотные обработки ПЗП, повторную перфорацию, закачивание растворителей в пласт, различные виды вибровоздействий и т.д. Все эти технологии направлены на разрушение структуры кольматирующего материала. Однако из-за отсутствия методов эффективного удаления кольматантов из поровых каналов результативность данных технологий достаточно низкая.

С целью повышения эффективности работ по восстановлению приемистости нагнетательных скважин испытана технология очистки ПЗП созданием глубоких циклических депрессий на пласт с регулируемым промежутком времени между циклами.[5]

Технология заключается в проведении комплекса работ по разрушению структуры кольматанта, включая:

- спуск в скважину универсального клапанного устройства с пакером на герметичных, незаполненных жидкостью насосно-компрессорных трубах (НКТ);
- создание при помощи спущенного оборудования глубоких депрессий (12,0-14,0 МПа) на пласт;

- отбор из пласта жидкости с повышенным содержанием коагулирующего материала в незаполненную жидкостью полость НКТ.

Клапанное устройство позволяет производить многократное соединение подпакерной зоны скважины с полостью колонны НКТ. Управление универсальным клапанным устройством осуществляется вертикальным перемещением колонны НКТ. Схема компоновки подземного оборудования скважины для очистки ПЗП представлена на рисунке 4.

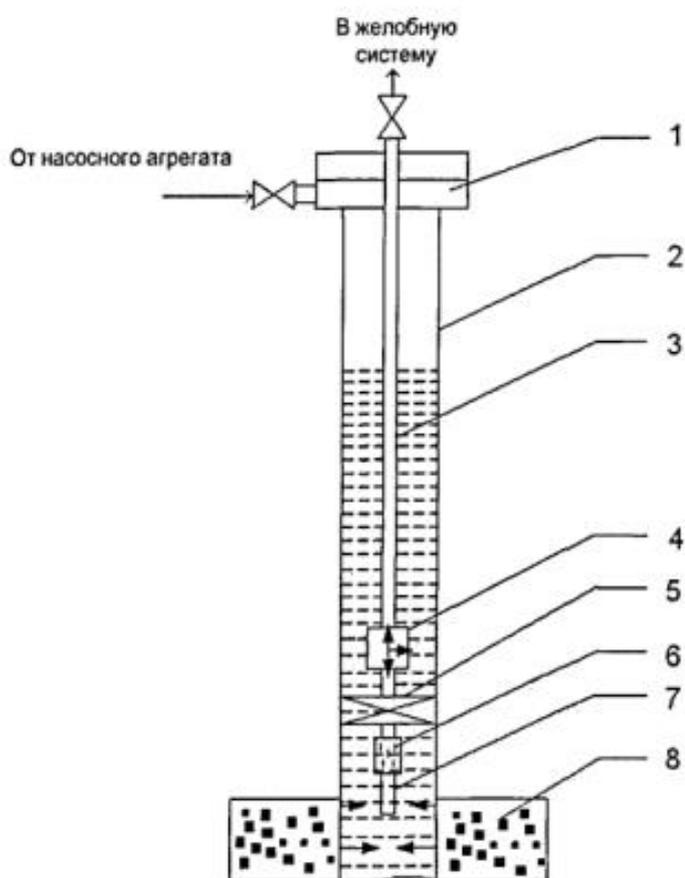


Рисунок 4 - Схема компоновки подземного оборудования для очистки призабойной зоны скважины

1 - устьевая арматура; 2 - эксплуатационная колонна; 3 - НКТ; 4 - клапанное устройство; 5 - пакер; 6 - фильтр; 7 - хвостик с заглушкой и манометром; 8 - пласт

За основу для подтверждения эффективности данного метода можно взять результаты проведения мероприятия по повышению приемистости с июня 2006

года в скв 441 Юсуповской площади Арланского месторождения, которые сопровождались гидродинамическими исследованиями скважины (ГДИС) методом снятия кривых падения давления (КПД).

Результаты интерпретации ГДИС приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Результаты обработки КПД по скважине № 441 Юсуповской площади Арланского месторождения

Параметры	Ед.изм.	До очистки ПЗП	После очистки ПЗП
Коэффициент гидропроводности	м/Па·с	6,443	28,230
Коэффициент пьезопроводности	м ² /с	367,8*10 ⁻⁴	3267,1*10 ⁻⁴
Коэффициент приемистости	м ³ /Па·с	0,022	0,888
Проницаемость пласта	мкм ²	0,790	6,980

Таким образом, исходя из данных интерпретации ГДИС, приведенных в таблице 3 следует, что применение способа очистки ПЗП нагнетательных скважин созданием многократных депрессий обеспечивает восстановление приемистости пласта.

2.2 Очистка сточных вод от солей и механических примесей

Реализация перечисленных технологий связана со значительными материальными затратами, связанными с привлечением бригад КРС для проведения операций. Поэтому наиболее приемлемыми и перспективными являются методы, предупреждающие кольматацию пласта путем снижения содержания механических примесей в закачиваемой воде.

Наиболее распространенные в промышленной практике методы удаления механических примесей из жидкости, такие как отстаивание, циклонирование и фильтрование, не всегда обеспечивают требуемый эффект. Это связано с ограниченными возможностями используемого оборудования по производительности и дисперсности удаляемых частиц (удаляются преимущественно крупные частицы). Поэтому для углубления очистки и

повышения производительности оборудования были разработаны и разрабатываются такие средства, как отстойники тонкослойного отстаивания с коалесцирующим фильтром, фильтры тонкой очистки и гидроциклоны различных конструкций. Применение такого оборудования требует значительных капитальных вложений, изменения технологического процесса подготовки промышленных сред и существенно повышает гидравлическое сопротивление системы трубопроводов.[6]

Коагуляция частиц механических примесей позволяет увеличить эффективность их удаления с помощью находящегося в эксплуатации оборудования. Значительная часть механических примесей, содержащихся в сточных водах и эмульсиях месторождений Западной Сибири (15 - 25%) и Урало-Поволжья (45-65%), относится к магнитным соединениям, что предопределяет целесообразность исследования возможности их коагуляции в магнитном поле. Магнитные характеристики некоторых соединений приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Магнитные характеристики механических примесей, содержащихся в эмульсиях и сточных водах месторождений Западной Сибири и Урало-Поволжья

Соединение	Размер домена, мкм	Намагниченность насыщения I_s , А/м	Магнитная восприимчивость χ
Сильномагнитные			
Магнетит Fe_3O_4 ($FeOFe_2O_3$)	0,01-0,1; 10-20	441600-487600	3,024-6,360
Маггемит $\gamma-Fe_2O_3$		399500-420750	2,350-2,970
Моноклинный пирропин Fe_7S_8	1-2	439680-441600	0,029-0,262
Иоцит FeO			0,043
Слабомагнитные			
Гетит $\alpha-FeOOH$		330-430	

Гематит Fe ₂ O ₃	0,0275-15; 0,40±0,15; 0,48±0,03; 100-500; 0,5	1892-1899	0,019
Троилит FeS			0,005

Для предупреждения этих осложнений нами был разработан специальный фильтр, функционирующий на принципе магнитной коагуляции. Если некоторый объем жидкости v перемещать вдоль расположенных определенным образом постоянных магнитов (рисунок 5. вдоль оси x), то на содержащиеся в ней ферромагнитные частицы механических примесей будут действовать силы тяжести G и сопротивления обтеканию W , «архимедова» сила R и сила, действующая со стороны магнитного поля F . Если создать условия, при которых результирующая сила $P_{ид}$ направлена к поверхности магнита, то частицы будут притягиваться к поверхности из жидкости. Осевшие мелкодисперсные частицы также способны притягивать другие ферромагнитные частицы, коагулируя до размеров, обеспечивающих их отрыв потоком жидкости. Коагулированные скопления частиц сохраняются в потоке вследствие действия сил остаточной намагниченности и проявления связующих свойств веществ, присутствующих в жидкости (например, смол, парафинов и асфальтенов).

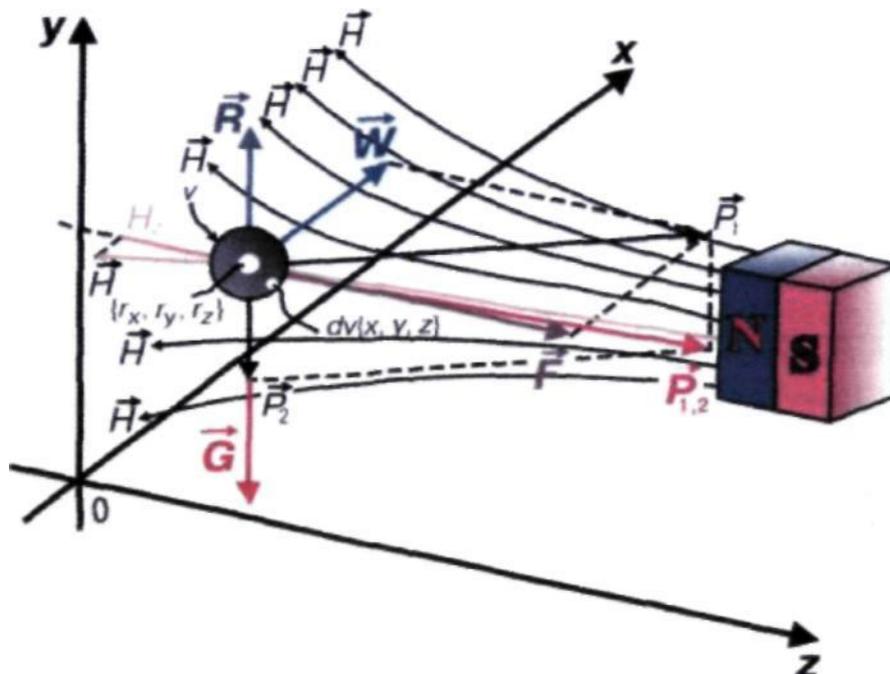
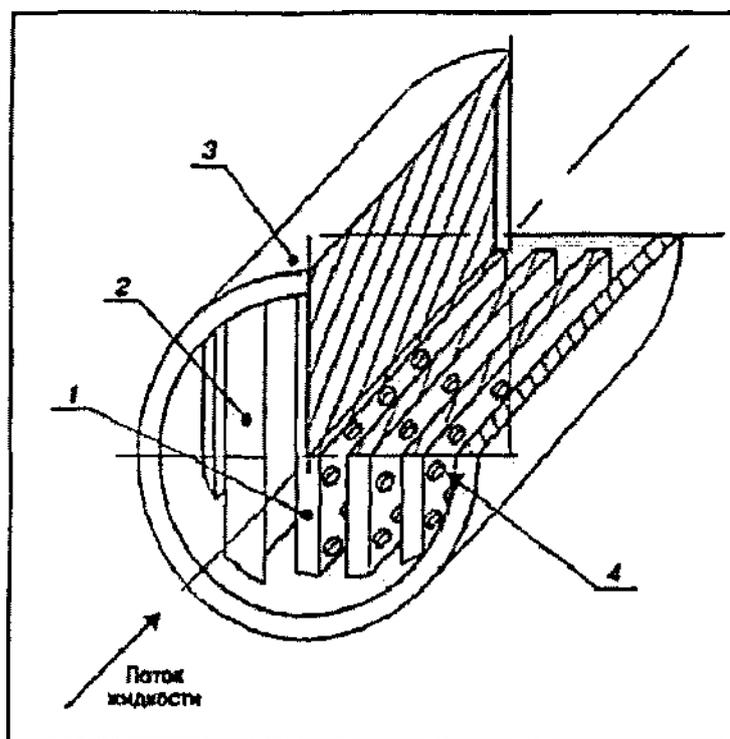


Рисунок 5 - Схема действующих сил на частицу в магнитном поле

Данный способ коагуляции ферромагнитных частиц механических примесей реализован в специально разработанном устройстве (УКФЧ) (Рисунок 6).[7]

Значительную сложность при расчете и проектировании этого устройства представляло определение силы магнитного поля, так как необходимо знать напряженность, и градиент магнитного поля, которое создается системой постоянных магнитов и намагниченным металлом узлов устройства.



1 - пластина; 2 - направляющая потока; 3 - корпус; 4 - постоянный магнит

Рисунок 6 - Схема устройства для коагуляции ферромагнитных частиц (УКФЧ) механических примесей

Для решения проблемы разработаны алгоритм и программа расчета параметров магнитного поля, позволяющие вычислять его напряженность, градиент напряженности и силу в любой точке пространства внутри проектируемого устройства при различном расположении конструктивных элементов, а также определять траекторию движения взвешенных частиц с учетом их магнитных свойств и вязкости жидкости.[7]

Расчет напряженности магнитного поля осуществляется в два этапа:

- 1) определение суммарного поля системы постоянных магнитов;
- 2) установление распределения намагниченности металла узлов устройства и создаваемого им магнитного поля.

Проекцию напряженности H_z магнитного поля, создаваемого системой постоянных магнитов, на требуемое направление можно найти, направив ось z декартовой системы координат вдоль этого направления (Рисунок 6) и вычислив интеграл по объему ферромагнитной частицы V

$$H_z = \int_V \left(\frac{3z[I_x(x,y,z)(r_x-x) + I_y(x,y,z)(r_y-y) + I_z(x,y,z)(r_z-z)]}{4\pi[\sqrt{(r_x-x)^2 + (r_y-y)^2 + (r_z-z)^2}]^5} - \frac{I_z(x,y,z)[(r_x-x)^2 + (r_y-y)^2 + (r_z-z)^2]}{4\pi[\sqrt{(r_x-x)^2 + (r_y-y)^2 + (r_z-z)^2}]^5} \right) dV, \quad (1)$$

Где I_x, I_y, I_z - компоненты вектора намагниченности; А/м;

x, y, z - координаты элемента объема ферромагнетика dV , м;

r_x, r_y, r_z - координаты точки, в которой рассчитывается магнитное поле, м.

Расчет поля системы постоянных магнитов проводили методом Монте-Карло, позволяющим вычислять интеграл по сложной трехмерной области.

Определение распределения намагниченности металла узлов устройства и создаваемого им поля также осуществляли методом Монте-Карло совместно с модифицированным вариантом метода релаксации.

Проекцию силы F на ось z определяли по формуле

$$F_z = \mu_0 \cdot H_z \cdot M \cdot \nabla, \quad (2)$$

Где μ_0 -магнитная постоянная, $4 \cdot 10^{-7}$ Тл·м/А;

M - магнитный момент частицы, А·м² ;

∇ - векторный дифференциальный оператор, м⁻¹ .

Магнитный момент однодоменной частицы определяли по формуле:

$$M_0 = I_s \cdot V, \quad (3)$$

а многодоменной частицы - по выражению:

$$M_M = x \cdot H_z \cdot V \quad (4)$$

Траекторию движения ферромагнитных частиц рассчитывали с помощью модифицированного алгоритма Верле, применяемого для конечноразностного решения систем дифференциальных уравнений.

На основе результатов расчетов было спроектировано устройство для коагуляции ферромагнитных частиц механических примесей, содержащихся в сточной воде, которая транспортируется по водоводу Бузовьязовского месторождения НГДУ «Уфанефть». На данном месторождении 94 скважины эксплуатируют девонский и 13 скважин турнеиский горизонты, среднесуточная добыча жидкости из которых составляет соответственно 414 и 218 м³. Продукция скважин собирается на ДНС «Бузовьязы». С учетом небольших объемов добываемой жидкости на месторождении функционирует единая система сбора и подготовки нефти и воды. В результате смешивания жидкостей различных горизонтов наблюдается интенсивное выпадение сульфидов железа. До применения устройства для коагуляции ферромагнитных частиц количество примесей достигало 186 мг/л, в том числе сульфидов железа - 72 мг/л. При таком качестве воды приемистость нагнетательных скважин быстро снижалась. Спроектированное устройство было смонтировано и пущено в эксплуатацию. Параметры водовода: диаметр трубы - 159 мм, толщина стенки 6,5 мм, средний расход жидкости 350 м³/сут. Устройство было установлено перед системой фильтров ДНС «Бузовьязы». В период эксплуатации устройства средний коэффициент фильтрации фильтров тонкой очистки увеличился от 0,28 до 0,34 г/м, общее количество механических примесей снизилось до 38 мг/л, в том числе сульфидов железа до 25 мг/л.

Таким образом, использование устройства для коагуляции ферромагнитных частиц позволило улучшить качество сточной воды на ДНС «Бузовьязы».

2.3 Совершенствование техники и технологии дозированной подачи реагентов в скважину

Из представленных способов дозировки химических реагентов в продукцию скважины на приеме ГНО видно, что они нашли широкое применение. Однако эффективность приведенных систем и средств дозировки химических реагентов ограничена рядом принципиальных недостатков, среди которых основными являются:

- при подаче реагента через межтрубное пространство - наличие газовой зоны до динамического уровня, отличие в плотностях жидкости в затрубном пространстве и химического реагента, потери реагента за счет растворения в нефти, инактивация реагента на поверхности НКТ и обсадной колонны и т.д.;

- при установке глубинных дозаторов с контейнером - хвостовиком - засорение калиброванных отверстий, ограниченность объема контейнера, необходимость в проведении спуско-подъемных операций для заполнения контейнера.

- В этой связи нами предложен способ химической защиты скважинного оборудования от коррозии, парафиноотложения, солеотложения и сульфатвосстанавливающих бактерий (патент РФ № 2260677), представляющий собой специальное погружное кабельное устройство (СПКУ) [8].

2.3.1. Конструкция и характеристика специального погружного кабельного устройства

На рисунке 7 представлены элементы электрического кабеля УЭЦН с капиллярной трубкой. Капиллярная трубка 3 изготавливается из того же полипропилена, что и двухслойная изоляция трех жил кабеля питания УЭЦН.

Ниже приведены физико-химические свойства используемого полипропилена:

Плотность, кг/м³ Р 900...920

разрушающее напряжение, МПа:

при растяжении	25...40
при изгибе	20...35
при сжатии	40...45
Относительное удлинение при разрыве, %	200...800
Твердость по Бринеллю, МПа	45...60
Теплостойкость по Мартенсу, °С	100...150
Температура, °С:	
размягчения при изгибе	90
хрупкости при изгибе	до минус 25



Рисунок 7 - Конструкция специального погружного кабельного устройства (СПКУ)

Полипропилен отличается высокой химической стойкостью к действию самых различных реагентов: кислот, щелочей, солей, органических растворителей, нефтепродуктов. Он обладает требуемой инертностью к применяемым в нефтедобыче реагентам.

2.3.2. Обустройство скважины специальным погружным кабельным устройством и особенности технологии дозировки реагентов

В соответствии с механизмом действия химический реагент дозируют либо в интервал перфорации, либо на прием глубинного насоса. При этом

замену кабеля УЭЦН на специальный кабель с капиллярной трубкой обычно производят при очередном подземном ремонте осложненной скважины.

При этом схема пуска и остановки дозирочного насоса должна обеспечивать синхронную остановку и его запуск совместно с погружным электродвигателем УЭЦН. Это гарантирует дозирование химического реагента только при работе скважинного насоса.

Наибольшая эффективность применения химических реагентов достигается при условии заблаговременного их введения в добываемую жидкость до образования АСПО, твердых солевых осадков, высоковязкой водонефтяной эмульсии, гидратных пробок, а так же защиты оборудования УЭЦН и эксплуатационной колонны от коррозии ниже приемной сетки погружного насоса. По этой причине дозируемый реагент необходимо подавать как можно ближе к интервалу перфорации.

На рисунке 8 приведена схема осуществления технологии дозирования химических реагентов.

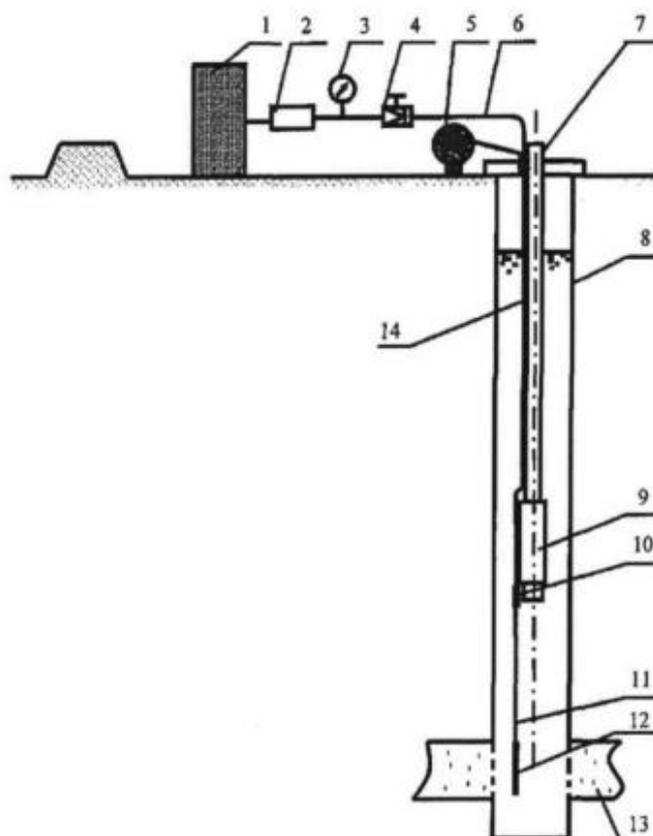


Рисунок 8- Общая схема размещения оборудования по дозированию реагента

1-емкость с химреагентом; 2-насос-дозатор; 3-манометр; 4-регулирующий клапан; 5-клеммная коробка; 6- линия обвязки (стальная или медная трубка); 7- колонна НКТ; 8-обсадная колонна; 9-установка ЭЦН; 10-соединительный ниппель; 11-капиллярная трубка; 12 - груз - форсунка; 13-продуктивный пласт; 14 - специальный погружной кабель с капиллярной трубкой

Наибольшая эффективность применения химических реагентов достигается при условии заблаговременного их введения в добываемую жидкость до образования АСПО, твердых солевых осадков, высоковязкой водонефтяной эмульсии, гидратных пробок, а так же защиты оборудования УЭЦН и эксплуатационной колонны от коррозии ниже приемной сетки погружного насоса. По этой причине дозируемый реагент необходимо подавать как можно ближе к интервалу перфорации.

В этом случае канал подачи реагента в специальном кабеле наращивается через ниппель отдельной капиллярной трубкой 11 расчетной длины и грузом-форсункой 12, который обеспечивает надежность спуска и ввод реагента в добываемую жидкость.

Ввод кабеля и капиллярной трубки через планшайбу и спуск оборудования в скважину осуществляется согласно стандартной технологии. Для исключения повреждения капиллярной трубки в интервале расположения электродвигателя на протекторе и компенсаторе устанавливаются центраторы. Капиллярная трубка надежно фиксируется на центраторе с помощью скобы.

Для придания прочности капиллярной трубке параллельно с ней через измерительный ролик со счетчиком оборотов спускается гибкий трос в полиэтиленовой оболочке (или скребковая проволока) $d = 1,8...2,0$ мм, которая надежно соединяется с грузом - форсункой и центратором на компенсаторе. Капиллярная трубка прикрепляется к скребковой проволоке полихлорвиниловой изоляционной лентой через каждые 2,0...2,5 м.

Предложенная технология обеспечивает наиболее эффективную дозировку химического реагента непосредственно в требуемую точку ствола

скважины и позволяет оперативно изменять дозировку и марку реагента. При этом реагент не расходуется на насыщение столба нефти в межтрубном пространстве, его адсорбцию на поверхности обсадной колонны и НКТ. В результате чего достигается экономичный расход реагентов и технологический эффект от его применения.

В качестве примера использования технологии дозировки ингибиторов приведены данные по скважине 1344 Сергеевского месторождения, где были проведены исследования для определения количества микроорганизмов в продукции скважины. Результаты анализа соскобов с наружной поверхности НКТ по стволу исследуемой скважины представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Результаты исследования биозараженности на скважине 1344 Сергеевского месторождения

Глубина, м		10	143	286	430	572	715	860	1000	1288	1402
Биозара- женность, кг	СВБ	ед.	30	ед.	50	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.
	ГТБ	460	260	260	480	1250	200	230	1830	200	1500
	ТБ	50	30	30	50	130	20	20	180	20	150

На основании обработанных результатов там, где прослеживается повышенное содержание гетеротрофных (ГТБ) и тионовых (ТБ) бактерий, были установлены три точки дозирования бактерицида марки «Дарсан-Б» на глубинах: 572 м (статический уровень); 1000 м (динамический уровень); 1402 м (прием насоса). По результатам дозирования ингибитора «Дарсан-Б» МРП скважины увеличился с 273 до 530 суток.

2.3.3. Использование специального погружного кабельного устройства для предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений в скважине

В таблице 6 дана характеристика фонда добывающих скважин, обрабатываемых ингибиторами АСПО.

Таблица 6 - Ингибиторная защита скважин от АСПО на месторождениях Уфимского УДНГ

Месторождение	Осложнённый фонд скважин	Охват ингибированием скважин	Способ подачи ингибитора			Марка реагента
			Глубинный дозатор скважин	Ударная дозировка	СПКУ	
Сергеевское	17	9	5	-	4	СНПХ-7941 Сонпар-5403 ПАП-2В ПАП-27а
Кушкульское	53	33	-	22	11	
Волковское	2	2	2	-	-	
Всего по Уфимскому УДНГ	103	66	18	27	21	

Из представленных материалов видно, что более половины осложненного АСПО фонда скважин приходится на Кушкульское месторождение. Поэтому на скважинах этого месторождения был реализован основной охват ингибированием с применением СПКУ.

Таблица 7 - Результаты внедрения СПКУ на скважинах Кушкульского месторождения Уфимского УДНГ

№ пп	№ СК В.	Кратность ПРС (рем/год)							
		До внедрения СПКУ				После внедрения СПКУ			
		Всего ПРС	Операции при ПРС (удаление АСПО)		Ремонты не связанные с АСПО	Всего ПРС	Операции при ПРС (удаление АСПО)		Ремонты, не связанные с АСПО
Тепловые обработки	Обработка растворителем		Тепловые обработки	Обработка растворителем					
1	763	3,33	2,7	2,3	0,2	2,6	2,3	0,3	0,75
2	825	2,66	2,0	-	0,66	0,95	0,95	0,63	-
3	645	2,96	2,22	0,74	-	1,54	0,76	-	-
4	436	3,3	2,6	1,3	0,33	2,4	0,83	-	0,42
5	185	1,52	1,02	0,76	-	1,05	-	-	1,05
6	312	3,03	1,82	0,61	-	2,02	-	2,02	-
7	189	1,25	0,83	-	0,42	0,31	-	-	0,31

В таблице 7 приводятся результаты внедрения СПКУ по ряду скважин Кушкульского месторождения, работавших в «жестком» режиме АСПО и частым привлечением бригад ПРС

Представленные скважины отличаются наиболее интенсивным отложением АСП, что требует особого подхода к выбору технологии и реагентов для предотвращения осложнений. Поэтому в перечисленных скважинах была применена технология ингибирования отложений АСП с использованием СПКУ. Результаты этих работ приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Технологическая эффективность внедрения СПКУ на скважинах Уфимского УДНГ

Показатели	До внедрения СПКУ	После внедрения СПКУ
1. Объемы внедрения СПКУ, скв	-	21
2. Тепловые обработки, (обр/скв*год)	1,42	0,37
3. Обработка растворителями, (обр/скв*год)	0,82	0,18
4. МРП, сут	257	453
5. МОП, сут	280	443

Приведенные результаты позволяют сделать вывод о том, что промышленное внедрение СПКУ с целью ингибиторной защиты ГНО от АСПО можно рассматривать как эффективную технологию повышения надежности работы оборудования. Это отмечается по следующим показателям: произошло снижение кратности скважинных обработок тепловыми методами в 3,84 раза, а растворителями в 4,5 раза. Средние МРП и МОП увеличился на 35...40%.

2.3.4. Использование специального погружного кабельного оборудования для ингибиторной защиты глубиннонасосного оборудования от коррозии

Ингибиторная защита ГНО широко применяется на скважинах Чекмагушевского УДНГ, но как было отмечено ранее при данном способе защиты ПЭД УЭЦН остаются вне воздействия защиты. Кроме того, не охватывается интервал: забой скважины - прием насоса, где имеются все

предпосылки для образования сульфидных соединений. Для устранения данных недостатков на некоторых скважинах для подачи ингибиторов коррозии были использованы СПКУ. Первые результаты внедрения погружных кабельных устройств подтвердили эффективность технологии.

В таблице 9 приведены данные по скважине 2276 Манчаровского месторождения, как пример наиболее характерных отказов ГНО из-за коррозии. Внедрение СПКУ сразу увеличил МРП по этой скважине, уже более трех лет на глубинном оборудовании, спущенном в скважину не наблюдается следов коррозии.

Таблица 9-Работы на скважине 2276 Манчаровского месторождения, связанные с коррозией ГНО

Дата ремонта	Причина ремонта	Вид ремонта	МРП, сут.	Примечание
17-19.07.07	Утечки в НКТ	Ликвидация утечки в НКТ	194	
16-24.11.07	Нет подачи	Ликвидация утечки в НКТ	121	
26-28.08.08	Утечки в НКТ, снижение подачи	Смена ЭЦН. Ликвидация утечек в НКТ.	123	Полная замена колонны НКТ на новые трубы
12-19.02.09	Утечки в НКТ	Ликвидация утечек в НКТ, смена ЭЦН.	517	Сквозная коррозия по корпусу ПЭД
19-26.12.09	ГТМ	Смена ЭЦН	169	Оборудован СПКУ с дозатором УДЭ
24-25.08.10	Нет подачи	Смена ЭЦН	304	НКТ и ПЭД без следов коррозии.
01.01.07			700	

Анализ работы ГНО по остальным скважинам показал, что с началом использования СПКУ, произошло снижение коррозионной активности попутно-добываемой воды в 1,7...2,1 раза. Решена ранее существовавшая проблема интенсивной коррозии и выхода из строя ПЭД. МРП скважин с ингибиторной защитой увеличились до значений средних показателей по УДНГ. Появилась возможность соблюдения расхода ингибитора почти в 2 раза ниже по сравнению с дозировкой, осуществляемой с устья скважины через межтрубное пространство.

2.3.5. Использование СПКУ для предупреждения образования высоковязкой эмульсии в скважине

Использование СПКУ для внутрискважинной деэмульсации продукции осуществлялся в основном с применением водорастворимых деэмульгаторов. В условиях Уфимского и Чекмагушевского УДНГ наибольший эффект наблюдался при дозировке реагента «Рекод -758» из расчета 50 г на 1т добываемой нефти.

Характерные показатели результатов внутрискважинной дозировки деэмульгаторов через систему СПКУ приведены в таблице 10.

Таблица 10 - Результаты внедрения СПКУ на эмульсионных скважинах Уфимского УДНГ

Скважина	ГНО	До внедрения СПКУ				После внедрения СПКУ			
		Нагруз. кг, А	Q _ж , м ³ /сут	Н _{дин} , м	МРП, сут.	Нагруз. кг, А	Q _ж , м ³ /сут	Н _{дин} , м	МРП, сут.
767	УШСН	3641	8,2	290	142	3054	9,3	381	395
410	УШСН	4215	7,0	799	169	3641	7,5	1079	390
338	УЭЦН	24А	55	654	257	22А	134	1016	412
1016	УЭЦН	22А	17,5	612	516	22А	50	1285	913
1129	УЭЦН	22А	20	588	386	22А	28	920	711

В процессе промышленных испытаний было выявлено, что с началом внедрения СПКУ для подачи деэмульгаторов на прием насосов изменились показатели их работы. Так амплитудные нагрузки на колонну штанг снизились в среднем на 14%, на 10% повысился коэффициент подачи насоса, а МРП скважин вырос почти в 2 раза.

Наиболее ощутимый эффект наблюдали в скважинах, оборудованных УЭЦН, где в условиях использования одинаковых типоразмеров погружных электроустановок за счет понижения вязкости добываемой жидкости, и как следствие уменьшения гидравлического сопротивления в рабочих колесах [9] в 1,2... 1,8 раза повысилась производительность насосов, а МРП достиг среднего значения по филиалу компании. При этом следует отметить, что из основных отказов в работе ГНО, практически исключились такие, как порывы

диафрагмы гидрозащиты, прогар узла токовода, пробой изоляции электродвигателя, которые часто происходят при эксплуатации скважин при подъеме высоковязкой продукции.

2.3.6. Борьба с образованием комплексных осадков с сульфидами железа

Важным аспектом проблемы повышения эффективности эксплуатации УЭЦН является борьба с образованием осадков в добывающей скважине. Забивая приемные сетки, рабочие колеса и направляющие аппараты, осадки приводят к преждевременному выходу из строя насосов.

Одновременно накопление осадков происходит на забое добывающих скважин. В ряде случаев накопление этих осадков приводит к перекрытию интервалов перфорации. Поэтому при ингибиторной защите доставка реагента должна осуществляться непосредственно в зону перфорации скважины.

В то же время наилучшие показатели были достигнуты при периодическом удалении сульфидсодержащих осадков при помощи солянокислотной обработки путем подачи раствора кислоты с устья скважины через капиллярную трубку. Необходимость обработки устанавливали путем оценки динамики производительности глубинного насоса во времени.

Результаты технологической эффективности применения СПКУ представлены в таблице 11.

Таблица 11.- Результаты внедрения СПКУ на скважинах осложненного фонда

Количество скважин, оборудованных СПКУ	Вид осложнений	Марка реагента	Удельный расход реагента, г/т		МРП средний, сут	
			до	после	до	после
16	Коррозия	Викор 1-А	46,4	27,2	462,5	741,5
18	АСПО	Сонпар-5403 ПАП-28	316,8	198,6	178,2	435,8
9	Эмульсия	Рекод 758	131,3	57,4	264,8	497,8
12	Сульфиды	Соляная кислота	Периодическая промывка		169,0	589,0

2.4 Механизм электрохимической защиты скважинного оборудования при добыче высокообводненной, агрессивной продукции

С ростом обводненности добываемой продукции, содержания сероводорода и СВБ происходит образование отложений солей сложного состава, развиваются процессы коррозии на поверхности насосного оборудования, штангах, НКТ, что приводит к преждевременным отказам и снижению межремонтного периода работы скважин [10]. Особенно резко в подобных случаях снижается МРП скважин, оборудованных УЭЦН.

Осложнения, возникающие при эксплуатации скважин с УЭЦН, связаны с конструктивными особенностями насоса и его расположением в скважине, кроме того, обусловлены агрессивностью добываемого флюида, повышающейся по мере обводнения продукции скважин. Поэтому на поздних стадиях разработки месторождений увеличивается число ремонтов скважин по причинам коррозии корпуса погружного электродвигателя (ПЭД) и засорения рабочих органов насоса мехпримесями (сульфиды железа, неорганические соли, частицы пород пласта) (рисунок 9).

Засорение рабочих органов насоса приводит к износу и преждевременному отказу установок ЭЦН и снижению МРП скважин. Ремонты по причине засорения насосов составляют основную долю (36...70 %) от общего количества. Коррозионное разрушение скважинного оборудования обусловлено помимо агрессивности пластовых вод, присутствием микроорганизмов. Наиболее коррозионно-активны две группы бактерий - железобактерии и бактерии, участвующие в преобразовании серы - тионовые и СВБ. Сами бактерии металл не разрушают, но под слоем образованных ими отложений создаются благоприятные условия для протекания коррозионных процессов.

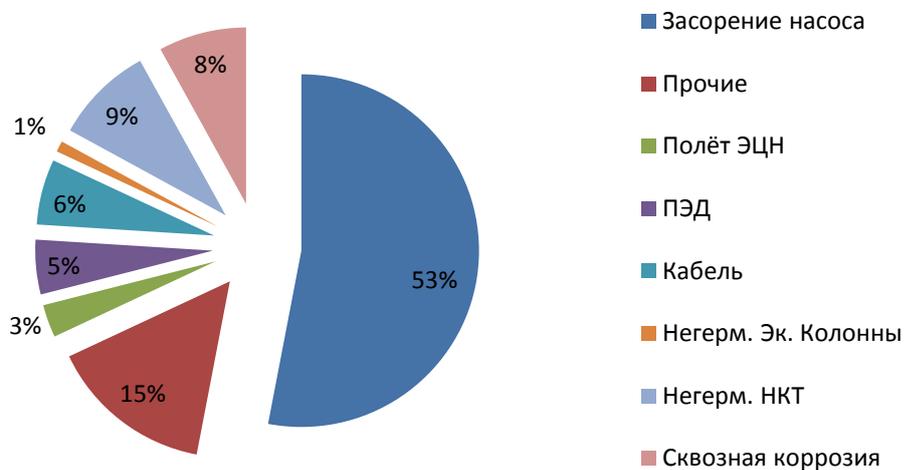


Рисунок 9 - Причины ремонтов УЭЦН на скважинах НГДУ «Уфанефть» за 2000-2003 гг.

Коррозия, происходящая в присутствии СВБ, характеризуется определенными признаками [11]. На металлической поверхности появляются отложения в виде темной корки и рыхлых бугорков. Они состоят из сульфидов, карбонатов и гидратов оксида железа, включая многочисленные колонии СВБ. Отсюда следует, что процесс сероводородной коррозии стали в водных растворах стимулируют не только H_2S и HS^- (гидросульфидный ион), но и продукты коррозии - сульфиды железа Fe_xS_y . Сульфид железа по отношению к железу и стали, является эффективным катодом, т.е. обладает более положительным потенциалом, чем сталь. Разница в потенциалах может составлять 0,2...0,4 В. Это обычно приводит к образованию глубоких точечных поражений в виде питтингов, скорость образования которых растет во времени и сквозная перфорация металла может возникнуть уже через несколько месяцев.

До 2005 года мероприятия, направленные на защиту оборудования скважин от коррозии, предотвращение образования отложений солей и их удаление проводились только во время ремонта скважин, и они заключались в промывке ствола скважины с последующей обработкой химическими реагентами (в основном закачкой ингибитора коррозии в ПЗП). Этим объясняется большое количество ремонтов (до 76 % от эксплуатационного фонда скважин) (рисунок 11).

Решение проблемы коррозии ГНО, особенно УЭЦН, видится внедрением комплекса мероприятий, представленного на рисунке 10.

На скважинах, оборудованных УЭЦН, где наблюдалась частая сквозная коррозия ПЭД, следы язвенной коррозии на корпусе насоса и протекторе, в насосе, на обратном клапане и НКТ присутствовали отложения, в своем составе содержащие до 65 % сульфидов железа, где средний межремонтный период составлял 217 суток были подключены станции ЭХЗ. Осадки, представленные сульфидами железа, образуют с поверхностью оборудования макрогальванопару и скорость локальной коррозии металла при этом составляет 5... 10 мм/год.

В результате на этих скважинах МРП возрос в среднем в 4 раза до 868 суток (таблица 14). При этом на поверхности ГНО и ПЭД не было обнаружено следов коррозии, а отложения в насосе незначительны.

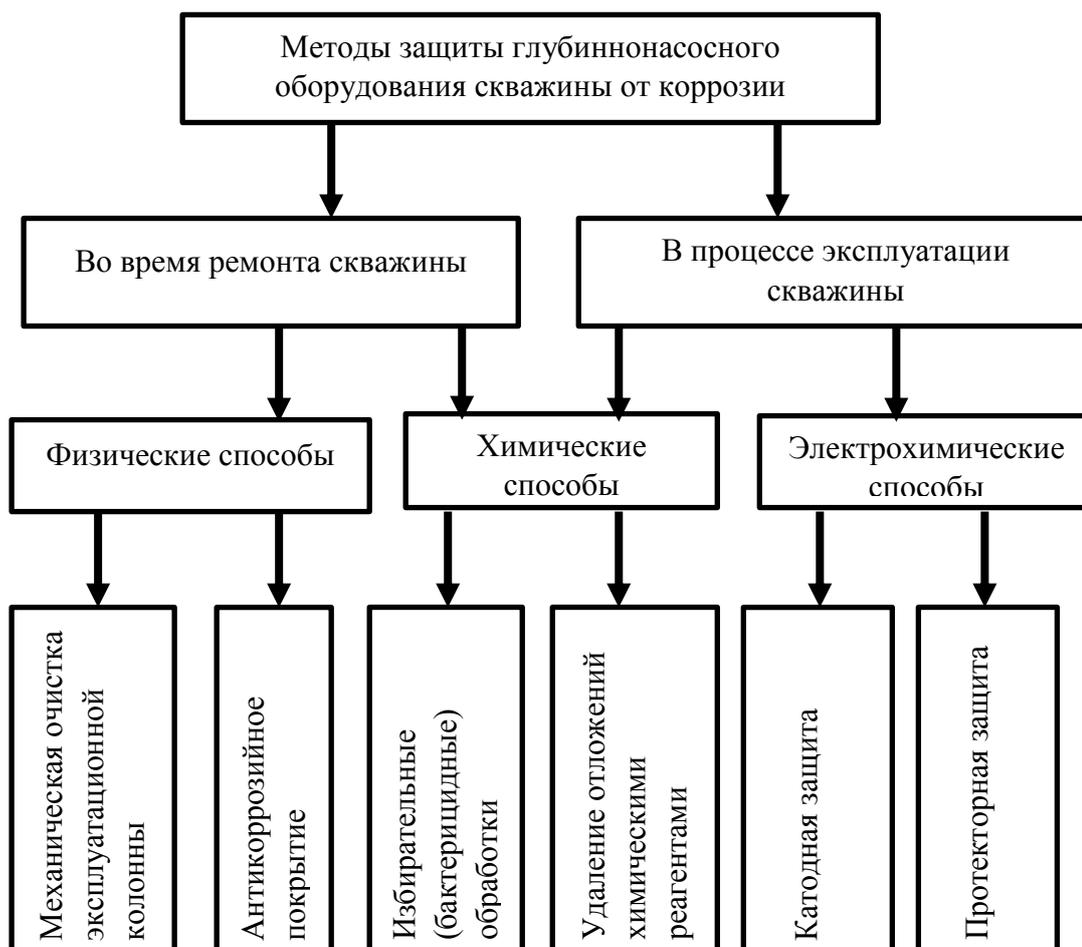


Рисунок 10 - Методы защиты оборудования скважин от коррозии

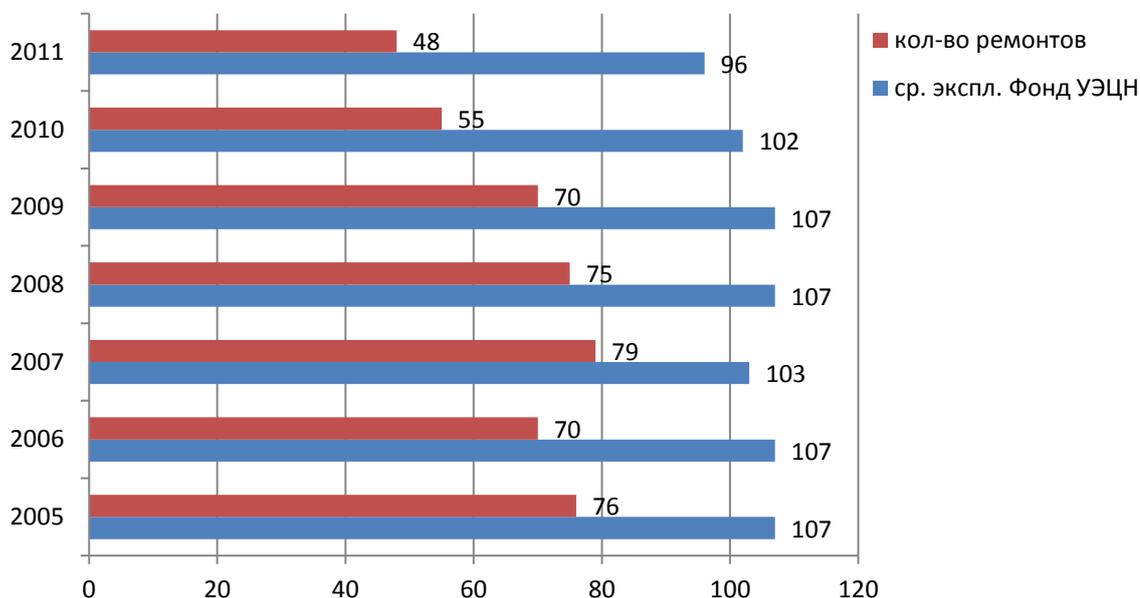


Рисунок 11 - Динамика фонда и ремонтов УЭЦН НГДУ «Уфанефть» за период 2005-2011 гг.

Подавляющее большинство наружных коррозионных разрушений труб вызывается электрохимической коррозией, среди которых наиболее часто встречаются нарушения в результате действия подземной коррозии, вызываемой действием растворов солей, содержащихся в грунтах и почвах и электрокоррозии - под действием внешних источников тока, блуждающих токов.

Наряду с ГНО скважин коррозии подвергается не менее важная и металлоемкая часть нефтепромыслового оборудования - сеть трубопроводов, связывающая между собой системы сбора, подготовки нефти и воды, а также шпд.

На порывы по причине коррозии приходится 85... 92 % общего числа аварий на трубопроводах. Причем число порывов по причине наружной коррозии превышает более чем в 2 раза, нежели по причине внутренней.

Источником блуждающих токов, как правило, являются высоковольтные линии электропередач, электрифицированные железные дороги и подземные коммуникации, имеющие электрохимическую защиту и проходящие в одном технологическом коридоре с промышленными коммуникациями. Величина тока утечки с подземного сооружения зависит от многих факторов, основным их которых является удельное сопротивление грунта. С уменьшением удельного

сопротивления земли блуждающие токи распространяются в ней на большие расстояния (таблица 12) [12].

Таблица 12 - Коррозионная активность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали

Коррозионная агрессивность грунта	Удельное электрическое сопротивление грунта, Ом-м	Средняя плотность катодного тока i_k при $E-E_{кор}=100\text{мВ/м}^2, \text{мА}$
Низкая	Свыше 50	До 0,050
Средняя	От 20 до 50	От 0,05 до 0,200
Высокая	До 20	Свыше 0,200

2.4.1 Сущность методов и условия применения разработанных технологий электрохимической защиты оборудования от коррозии

Коррозия металлов - это в основном электрохимический процесс. Окисление металлов в электропроводных средах, сопровождающееся образованием электрического тока, называется электрохимической коррозией. При этом взаимодействие металла с окружающей средой характеризуется анодным и катодным процессами, протекающими на различных участках поверхности металла. Продукты коррозии образуются только на анодных участках. С электрохимическим механизмом протекают следующие виды коррозионных процессов: коррозия в электролитах, почвенная, атмосферная, контактная, электро- и биокоррозия. Эти виды коррозии характерны для основной массы металлического оборудования, эксплуатирующегося при добыче, сборе и подготовке нефти, воды и газа.

Причина электрохимической коррозии - пониженная термодинамическая устойчивость большинства металлов и их стремление переходить в ионное состояние. Поэтому срок службы металлических изделий часто бывает относительно коротким. Продлить его можно способами, которые широко используются в практике [12]:

-воздействием на окружающую среду с целью снижения ее агрессивности;

-воздействием на металл с целью повышения его коррозионной устойчивости;

-изоляцией поверхности металлических изделий от агрессивной среды;

-поддержанием такого энергетического состояния металла, при котором окисление его термодинамически невозможно или сильно заторможено.

Первый способ защиты предусматривает дезактивационную обработку среды путем введения ингибиторов коррозии, действие которых сводится в основном к адсорбции на поверхности металла молекул или ионов ингибитора, тормозящих коррозию. Для уменьшения опасности биокоррозии металлов с целью снижения интенсивности деятельности микроорганизмов коррозионная среда обрабатывается различными биоцидами.

Второй способ защиты - введение в металл компонентов, повышающих его коррозионную стойкость или удаление вредных примесей, ускоряющих коррозию.

Третий способ носит название пассивной защиты. Нанесение покрытий - один из наиболее распространенных и эффективных методов повышения качества и долговечности металлоконструкций в агрессивных условиях. Основная роль покрытия как средства защиты от коррозии сводится к изоляции поверхности металла от внешней среды, т.е. созданию физического барьера для работы гальванических макропар.

Электрохимические методы относятся к так называемым активным методам борьбы с коррозией и основываются на создании электрического поля, уменьшающего или полностью исключаящего коррозионное разрушение.

Сущность электрохимической защиты (ЭХЗ) заключается в том, что на металлической поверхности вместо обычной анодной реакции (растворения металла) происходит катодный процесс. Это достигается подключением защищаемого объекта к дополнительному электроду, на котором идет анодная реакция. В зависимости от того, достигается это поляризацией от внешнего источника постоянного тока или за счет работы искусственного создаваемого

гальванического макроэлемента, защита называется катодной или протекторной.

2.4.2 Результаты внедрения технологии электрохимической (катодной) защиты промышленных трубопроводов

Станции катодной защиты (СКЗ) сосредоточены в основном на более ответственных участках - нефтесборных трубопроводах и газопроводах.. Катодной поляризации подвергаются также выкидные линии скважин, проходящих в непосредственной близости от защищенных коммуникаций, путем монтажа электроперемычек и диодно-резисторных блоков (БДР).

Так, например, на сборном нефтепроводе АГЗУ-206 - НСП "Алаторка" протяженностью 27 км, проходящего в 1 км от железной дороги, происходили частые отказы из-за влияния блуждающих токов.

После установки одной СДЗ и трех СКЗ по всей трассе нефтепровода отказы прекратились.

На 2007 год защищено около 625 км трубопроводов действующего парка посредством 41 СКЗ на нефтепроводах, 16 СКЗ на газопроводах, 1 СКЗ на водоводах и 5 СДЗ в местах переходов трубопроводов через Куйбышевскую железную дорогу (рисунок 12).

Благодаря внедрению средств электрохимической защиты снизилось количество отказов трубопроводов и была обеспечена надежная эксплуатация коммуникаций с соблюдением правил промышленной безопасности и охраны окружающей среды (рисунок 12)

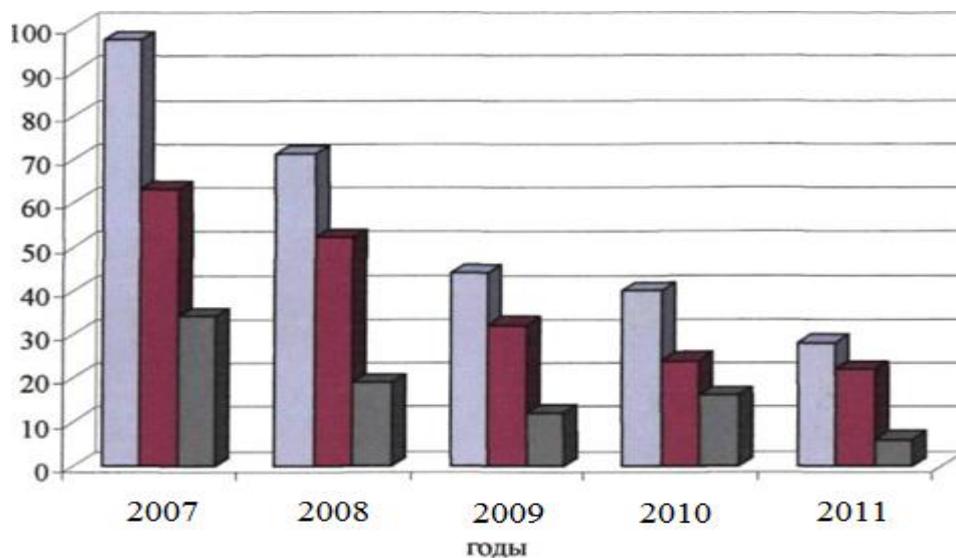


Рисунок 12 - Динамика отказов трубопроводов в НГДУ «Уфанефть»

2.4.3 Результаты исследований по изучению влияния метода электрохимической (катодной) защиты оборудования на условия эксплуатации электроцентробежными насосами

Анализ успешности ремонтов скважин с учетом особенностей работы УЭЦН показал, что химический метод ингибиторной защиты не обеспечивает защиту ГОД. В связи с этим были предложен и испытан метод борьбы с коррозией скважинного оборудования, основанные на использовании станции катодной защиты (СКЗ) с четырехжильным кабелем для защиты скважинного оборудования.

При защите промышленных сооружений широкое применение получила катодная защита. В практике нет случаев использования этой защиты для скважинного оборудования, за исключением обсадных колонн [12]. Катодная защита для скважинного оборудования до 2000 г. не использовалась. В НГДУ «Уфанефть» в 2000 году на Сергеевском месторождении подключили две станции катодной защиты к обсадной колонне на скважинах 376 и 1046. При ремонте скв. 1046 была обнаружена коррозия протектора ПЭД, что свидетельствует о плохой защите скважинного оборудования. Для определения эффективности работы станции (СКЗ №51) в марте 2002 года на этой скважине были проведены дополнительные исследования. Методика проведения исследований по защите от коррозии скважинного оборудования с использованием СКЗ заключалась в следующем. На катодной станции типа ОПС 2-50-24-У1

устанавливались различные режимы защитного тока и по медносульфатному электроду сравнения (МСЭ) измеряли разность потенциалов при различных вариантах подключения дренажного кабеля. Для решения этой задачи к корпусу УЭЦН 5-50-1700 на глубине 1765 м к фланцу подключили четвертую жилу плоского бронированного кабеля с медными жилами с полиэтиленовой изоляцией (ПлБП) (рисунок 13), техническая характеристика которого представлена в таблице 12.

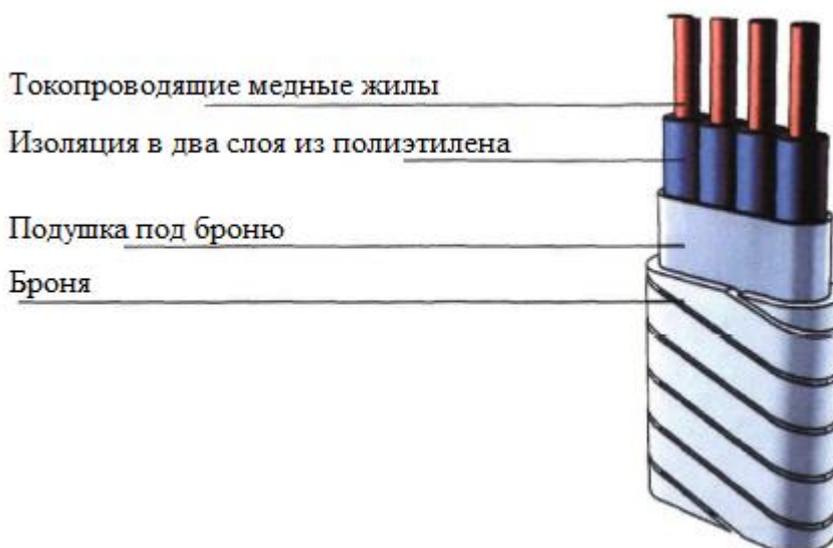


Рисунок 13 - Кабель силовой для систем 04/0,66 кв

Таблица 12 - Техническая характеристика кабелей ПлБП, выпускаемых Нефтекамским заводом нефтепромыслового оборудования (НЗНО)

число жил в сечении x площадь поперечного сечения, мм	4x10	4x16	4x25
габаритные размеры, мм	8,2x27,9	9,2x31,7	10,2x36,
допустимый длительный ток на воздухе / в земле, А	66/77	87/100	115/130
масса кабеля, кг/км	864	1152	1560

Для четвертой жилы в сальниковом устройстве устьевой арматуры, выпускаемой, просверлили дополнительное отверстие. Далее спуск УЭЦН проводился согласно типовых правил. Колонна НКТ двухступенчатая длиной 1765 м, из которых 465 м НКТ диаметром 73 мм и 1300 м НКТ - 60 мм.

После монтажа установки было исследовано четыре варианта подключения дренажного кабеля. Схема катодной защиты глубинного

оборудования скважин с использованием дополнительной жилы силового кабеля приведена на рисунке 14.

Первый вариант - СКЗ отключена. Замерили разность потенциалов на обсадной колонне и корпусе УЭЦН через четвертую жилу кабеля. Результат замера показал, что установка ЭЦН является анодом и подвергается электрохимической коррозии сразу после спуска в скважину. Процесс коррозии ГНО начинается непосредственно после его спуска независимо от времени начала эксплуатации.

Второй вариант - СКЗ подключена к обсадной колонне (стандартное подключение станции). Исследование на всех режимах показало, что защитного тока станции недостаточно для защиты установки ЭЦН на глубине 1765 м.

Третий вариант - СКЗ подключена к корпусу УЭЦН на глубине 1765 м с использованием четвертой жилы кабеля. Результат замера разности потенциалов свидетельствовал о том, что на различных режимах работы СКЗ, подключенной к корпусу УЭЦН, защитный ток не доходит до устья скважины.

Таким образом, во втором и третьем вариантах при подключении СКЗ сверху к обсадной трубе или снизу к корпусу УЭЦН ток недостаточен для защиты всего оборудования скважины, спущенного на глубину 1765 м.

Четвертый вариант - СКЗ подключена к обсадной колонне и корпусу УЭЦН через четвертую жилу кабеля. Результат замера разности потенциалов показал, что защитный потенциал выровнялся по всему оборудованию от устья скважины до глубины спуска установки 1765 м. Результаты данных исследований представлены в таблице 13.

Таблица 13 - Результаты исследований катодной защиты глубинного оборудования скважины с использованием дополнительной жилы силового кабеля

Вариант подключения дренажного кабеля	Напряжение U, В	Ток I, А	Разность потенциалов «груба-земля» ΔU, В	
			Обсадная колонна	Четвертая жила
СКЗ отключена	0	0	-0,70	-0,60
СКЗ подключена к обсадной колонне	3,2	22	-0,90	-0,57
	4,6	30	-0,92	-0,57
	7,0	48	-1,07	-0,57
	7,6	60	-1,20	-0,60
	12,0	100	-2,30	-0,65
СКЗ подключена к корпусу УЭЦН м с использованием четвертой жилы кабеля	10,0	3	-0,71	-14,00
	16,0	6	-0,78	-16,00
СКЗ подключена к обсадной колонне и корпусу УЭЦН через четвертую жилу кабеля	4,3	30	-0,90	
	5,6	40	-1,12	
	6,2	46	-1,15	
	7,6	52	-1,17	

Из полученных результатов видно, что уравнивание разности потенциалов происходит при подключении СКЗ к двум точкам: к обсадной колонне и корпусу УЭЦН.

Подключение кабеля, имеющего отрицательный заряд, к обсадной колонне и дополнительного кабеля с отрицательным зарядом (четвертая жила) к корпусу ЭЦН позволило уравнивать защитный потенциал от поверхности обсадной колонны скважины до ЭЦН на протяжении 1765 м [13].

Применение нового способа подключения СКЗ обеспечивает защиту не только обсадной колонны, но и скважинного оборудования, в том числе УЭЦН. В табл.2.5 приведены некоторые результаты такого вида защиты УЭЦН.

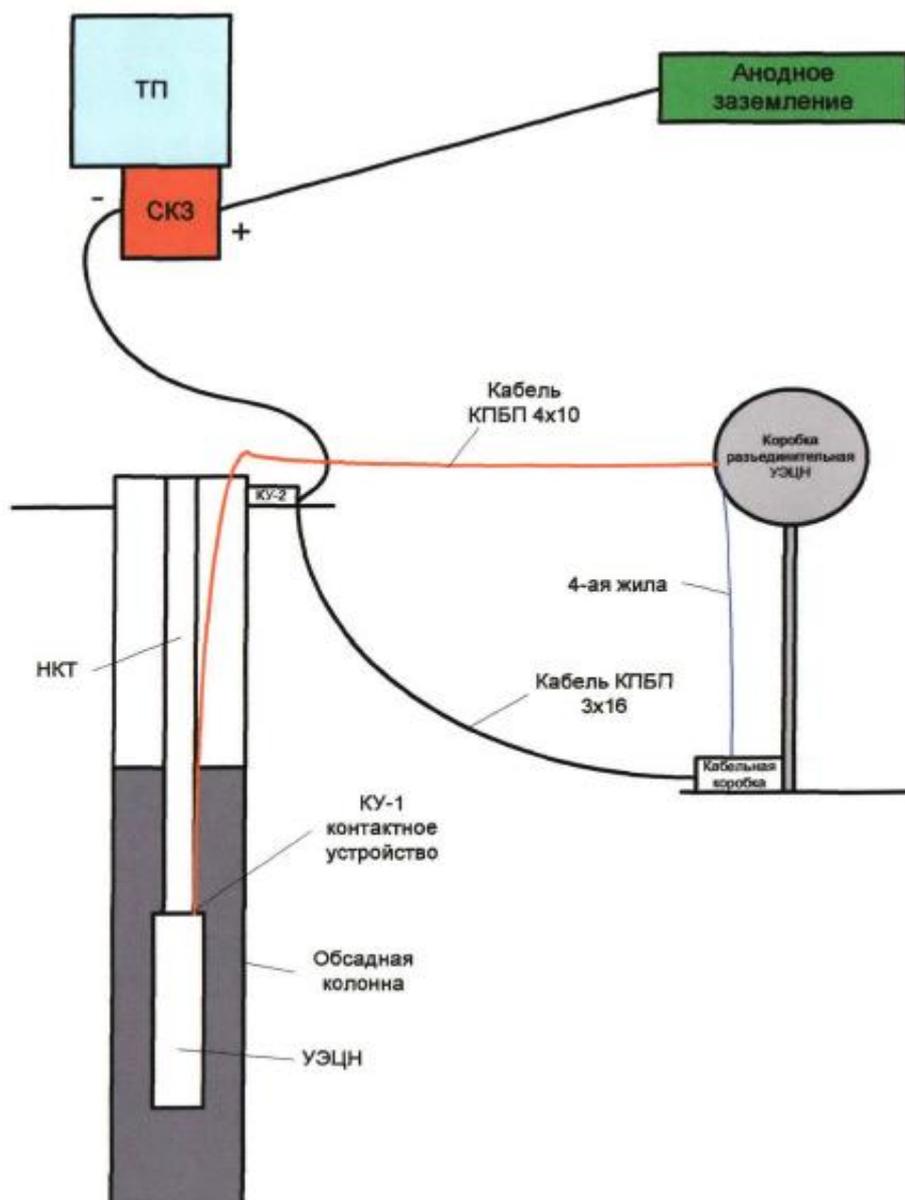


Рисунок 14 - Принципиальная схема электрохимзащиты УЭЦН

На скважинах, оборудованных УЭЦН, где наблюдалась частая сквозная коррозия ПЭД, следы язвенной коррозии на корпусе насоса и протекторе, в насосе, на обратном клапане и НКТ присутствовали отложения, в своем составе содержащие до 65 % сульфидов железа, где средний межремонтный период составлял 217 суток были подключены станции ЭХЗ. Осадки, представленные сульфидами железа, образуют с поверхностью оборудования макрогальванопару и скорость локальной коррозии металла при этом составляет 5... 10 мм/год.

В результате на этих скважинах МРП возрос в среднем в 4 раза до 868 суток (таблица 14). При этом на поверхности ГНО и ПЭД не было обнаружено следов коррозии, а отложения в насосе незначительны.

Таблица 14 - Результаты внедрения станций ЭХЗ на скважинах оборудованных УЭЦН

№	Ремонты			МРП
	Дата	Причина	Вид	
1	2	3	4	5
1046	1.03.02	Нет подачи. Насос забит отложениями. Коррозия ПЭД.	Смена УЭЦН. Закачка в ПЗП ингибитора коррозии (биоцида).	164
	2.07.01	Нет подачи. Насос забит отложениями. Коррозия ПЭД и компенсатора.	Удаление отложений. Смена УЭЦН. Закачка в ПЗП ингибитора коррозии (биоцида).	210
	1.03.02	На обратном клапане насоса отложения. Следы коррозии на ПЭД.	Смена УЭЦН. Подключение ЭХЗ.	875
	23.07.05	На НКТ незначительные отложения. В составе отложений 18% сульфида железа.	Смена УЭЦН. Закачка в ПЗП ингибитора коррозии (биоцида). ПЭД без следов коррозии	
	18.10.99	Изоляция ПЭД . Насос забит осадками. Сквозная коррозия ПЭД, следы коррозии на насосе.	Смена УЭЦН. Закачка в ПЗП ингибитора коррозии (биоцида).	208
	10.05.00	На обратном клапане насоса отложения. В составе отложений 65% сульфида железа, 7% нефтепродуктов, 28 % мехпримесей На ПЭД следы язвенной коррозии.	Смена УЭЦН. Закачка в ПЗП ингибитора коррозии (биоцида).	276
1344	16.01.01	Изоляция О. Отложения в насосе. Сквозная коррозия ПЭД.	Смена УЭЦН. Закачка в ПЗП ингибитора коррозии (биоцида).	224

29.10.01	Изоляция О. Односторонняя коррозия ПЭД, следы коррозии на насосе.	Смена УЭЦН	98
2.03.02	Нет подачи. Отложения в насосе. В составе отложений 65% сульфида железа, 35% гипса. Следы коррозии на ПЭД.	Кислотная обработка ствола скважины. Смена УЭЦН. Закачка в ПЗП ингибитора коррозии (биоцида).	348
18.02.03	Нет подачи. Отложения на обратном клапане насоса.	Смена УЭЦН.	143
25.07.03	Коррозия ПЭД.	Смена УЭЦН. Подключение ЭХЗ.	790
22.09.05	Исследование.	Подъем, осмотр и спуск существующего оборудования. Коррозия и отложения на ГНО отсутствуют.	

Это связано с тем, что при катодной поляризации металла скважины и выравнивании потенциалов катодных и анодных участков, замедляется процесс электрохимической коррозии, а следовательно и поступление ионов железа в добываемую жидкость. Тем самым исключаются условия соединения железа с сероводородсодержащим попутным газом, и соответственно снижается интенсивность образования сульфидов и гидроксидов железа (рисунок 15).

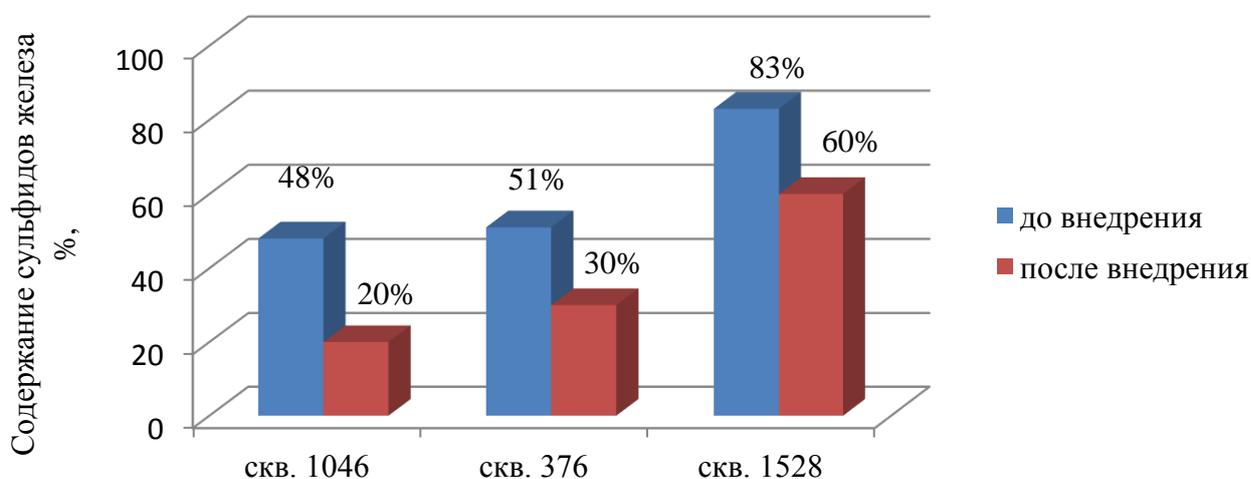


Рисунок 15 - Изменение содержания сульфидов железа до и после внедрения ЭХЗ

Так же стоит отметить, что в процессе применения электрохимзащиты между корпусом УЭЦН и обсадной колонной создается электрическое поле, через которое проходит добываемая жидкость - нефтеводная эмульсия. В ряде работ [9, 14, 15] отмечается, что обработка нефтяной эмульсии в электрическом поле - один из наиболее эффективных способов деэмульсации. Сущность процессов, происходящих в эмульсии под действием электрического поля, заключаются в следующем.

В состоянии равновесия эмульсия электронейтральна, то есть имеющиеся на поверхности капель воды заряды уравниваются распределенными в дисперсной среде электрическими зарядами противоположного знака. Заряды, имеющиеся на поверхности капель воды, препятствуют слиянию этих капель, так как одноименно заряженные капли отталкиваются. Под действием приложенного электрического поля между глобулами воды образуются дополнительные электрические поля и возникают электрические силы, способные преодолеть сопротивление стабилизированных эмульгаторами поверхностных слоев.

Под действием сил электрического поля форма капель постоянно меняется, в связи с чем капли воды испытывают непрерывную деформацию, что способствует разрушению адсорбированных оболочек на каплях воды и слиянию этих капель. Это подтверждается результатами исследования эмульсии со скважины 1046 Сергеевского месторождения, где с помощью «Бутылочного теста» определялась кинетика отстоя воды как при работающей, так и при отключенной системе ЭХЗ.

Это объясняется тем, что под действием электрических полей происходит сначала упорядоченное движение, а затем столкновение капель воды

Таблица 15 - Кинетика отстоя эмульсии скважины 1046 Сергеевского месторождения

Состояние системы ЭХЗ	Выделившаяся вода при гравитационном отстое, % в течении						
	15 мин.	30 мин.	45 мин.	60 мин.	75 мин.	90 мин.	105 мин.
работает	89	91	91	91	91	91	92
отключена	0	0	0	0	0	0	0

Для разрушения нефтяной эмульсии в нее обычно подают деэмульгатор [47]. Поэтому пробы эмульсий скважины 1046, отобранные из скважины при работающей и отключенной системе ЭХЗ проверили на кинетику отстоя и с дозировкой деэмульгатора СНПХ-4315 из расчета 50 г/т. Результаты исследований приведены на рисунке 16. Надо отметить, что использование ЭХЗ и в этом случае приводит к увеличению скорости разделения эмульсии.

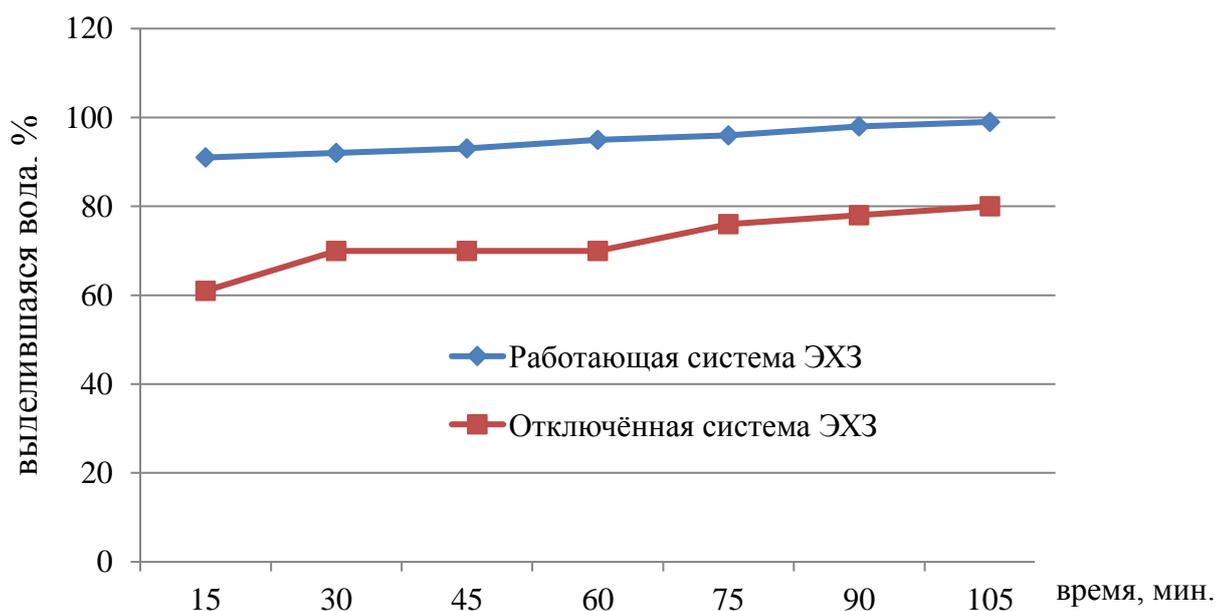


Рисунок 16 - Кинетика отстоя эмульсии скважины 1046 Сергеевского месторождения с дозировкой деэмульгатора СНПХ 4315

Задания для раздела
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»
Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Овкину Дмитрию Сергеевичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала:

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2017 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	Кандидат экономических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Овкин Дмитрий Сергеевич		

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Стоит отметить, что преобладающим методом борьбы с осложнениями является химическая обработка ингибиторами, ввиду низкой стоимости и простоты выполнения операций относительно других методов, однако может возникнуть вопрос о целесообразности модернизации метода направленной в определённый интервал закачки ингибитора путём установки в скважину специального погружного кабельного устройства (СПКУ).

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

Целесообразность применения капиллярных систем для осложненных скважин определяется экономической эффективностью.

Годовая экономическая эффективность от применения комплекта оборудования определяется:

$$\mathcal{E}_\phi = Q_n \cdot (T_{\text{раб}} - T_{\text{рем}}) \cdot C_n - Z_0, \quad (5)$$

где Q_n – дебит нефти, т/сут;

C_n – стоимость нефти, руб/ т;

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

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

Z_0 – годовые эксплуатационные затраты, руб.

Время годовой эксплуатации скважины:

$$T_{\text{раб}} = 365 - T_{\text{рем}}, \quad (6)$$

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

Расчет простоя скважины во время ремонта за скользящий год:

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

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

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

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

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

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

$$Z_o = Z_{\text{рем.скв}} + Z_{\text{рем.об}} + Z_{\text{техн}}, \quad (8)$$

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

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

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

Затраты связанные с ремонтом скважины бригадой ПРС:

$$Z_{\text{рем}} = N_{\text{рем}} \cdot t_{\text{рем}} \cdot S_{\text{рем прс}}, \quad (9)$$

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

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

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

Общие затраты на ремонт скважинного оборудования:

$$Z_{\text{рем.об}} = S_{\text{рем.об}} \cdot N_{\text{рем}}, \quad (10)$$

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

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

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

$$Z_{\text{техн.}} = C_{\text{технол.}} + Z_{\text{монтаж.}} + Z_{\text{хим.}} + Z_{\text{обсл.год}} + Z_{\text{элект}}, \quad (11)$$

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

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

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

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

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

Годовые затраты на приобретение химического реагента:

$$Z_{\text{хим.}} = V_{\text{доз.}} \cdot T_{\text{доз.}} \cdot C_{\text{хим.реагента}}, \quad (12)$$

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

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

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

Годовые затраты на обслуживание и ремонт комплекта оборудования:

$$Z_{\text{обсл.год}} = Z_{\text{обсл.}} \cdot T_{\text{обсл.}}, \quad (13)$$

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

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

Годовые затраты на электроэнергию:

$$Z_{\text{электр.}} = N \cdot C_{\text{эн.}} \cdot T_{\text{раб.устан}}, \quad (14)$$

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

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

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

Стоимость годовой потери не добытой нефти из-за простоя:

$$P_{\text{н}} = Q_{\text{н}} \cdot C_{\text{н.}} \cdot P_{\text{р}} \cdot C_{\text{р}}, \quad (15)$$

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

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

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

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

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

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

По результатам расчета экономической эффективности от внедрения специального погружного кабельного устройства приведённым в таблице 16, можно сделать вывод, что в отличие от обычно закачки ингибитора в затрубную область скважины увеличиваются первоначальные затраты на установку комплекса необходимого оборудования СПКУ, однако в результате технологии направленной подачи ингибитора в определённый интервал скважины, которую обеспечивает СПКУ, увеличивается межремонтный период (МРП) эксплуатации скважины до 348 суток.

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

Таблица 16 - Внедрение на скважине Кушкульского месторождения капиллярной системы подачи химических реагентов

№	Показатель	Значение до внедрения	Значение после внедрения
1	Дебит по нефти, м ³ /сут.	17	17
2	Ремонтов за скользящий год	7	1
3	Средняя продолжительность ремонта, час	48	48
4	Стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час	2500	2500
5	Средняя стоимость ремонта насоса от солеотложений руб./ед.	225 000,40	225 000,40
6	Отпускная стоимость нефти, доллар/баррель	48	48
7	USD ЦБ	65,5331	65,5331
8	Затраты на приобретение оборудования СПКУ, руб	-	447500
9	Химический реагент, руб/т	-	50000
10	Затраты на монтаж капиллярной системы, руб.	-	50000
11	Затраты на обслуживание, руб./мес	-	33000
12	Затраты на приобретение реагента, руб. (из расчета средней дозировки 3 л/сутки)	-	54750
13	Затраты на обслуживание, руб./год	-	396000
14	ВСЕГО затрат на приобретение и обслуживания СПКУ	-	948250
15	Дебит по нефти, баррель/сут.	165,312	165,312
16	Средняя наработка на отказ, сут.	58	365
17	Затраты на ремонт за скользящий год, руб.	1680000	240000
18	Простой скважины во время ремонта, суток/год	21	3
19	Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./сутки	353324,14	50474,8
20	Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./год	7419807,1	1059972,44
21	Общие затраты на ремонт насосов руб/год	3150005,6	450000,8
	ВСЕГО ПОТЕРЬ	12 603 136,8	1 800 448,04
	ИТОГО	12 603 136,8	2 748 698,04
	Экономический эффект от внедрения, руб.	9 854 438,76	

Следовательно, при данных параметрах скважины и уменьшению ее ремонтов до одного в год при помощи установки оборудования СПКУ, данная технология окупается меньше чем за ¼ года эксплуатации, относительно потерь при классической ингибиторной обработке скважины.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Овкину Дмитрию Сергеевичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения:	Объектом исследования являются физико-химические методы борьбы с осложнениями при эксплуатации высоко обводнённых скважин. Область применения: нефтедобывающими компаниями для увеличения межремонтного периода скважин
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); 	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ. - Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе - Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны - Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми <p>1.2. Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Электробезопасность - Сосуды и аппараты под давлением - Пожаровзрывобезопасность
---	---

– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	
2. Экологическая безопасность <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	2. Экологическая безопасность <ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на атмосферу ; - анализ воздействия объекта на гидросферу (промышленные стоки и прорывы амбаров в сточные воды); - анализ воздействия объекта на литосферу (разливание буровых растворов и химических агентов). - решение по обеспечению экологической безопасности.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <ul style="list-style-type: none"> - анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера – пожары и взрывы; - выбор наиболее типичной ЧС: - пожар; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности <ul style="list-style-type: none"> - специальные правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2017 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Овкин Дмитрий Сергеевич		

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

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

4.1 Производственная безопасность

Выполнение данного вида работ сопровождается следующими вредными и опасными факторами, приведенными в таблице 17.

Таблица 17 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Работа с оборудованием, находящемся под давлением; 2. Промывочные работы на скважинах 3. работа с машинами и механизмами 4. Установка и снятие заглушек	1. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ. 2. Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе 3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны 4. Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми.	1. Электробезопасность 2. Сосуды и аппараты под давлением 3. Пожаровзрывобезопасность	ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.038-82 СанПиН 2.2.4.548-96 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.1.007-76 ГОСТ 12.1.008-76

Анализ 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.

Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

Операторы, в процессе применения физико-химически методов борьбы с осложнениям в скважинах имеют непосредственный контакт с различными химическими веществами, применяемыми для обработки скважин, такими как:

- Концентрированная серная кислота
- Плавиковая кислота
- Различные химические ингибиторы

Их действие, главным образом, приходится на центральную нервную систему. Отравление химическими реагентами сопровождается головокружением, головной болью, сухостью во рту, тошнотой, общей слабостью, которая может достигнуть потери сознания. Также может возникнуть ощущение удушья, которое выражается в головокружении, затруднении процесса дыхания и даже потерей сознания. При попадании на открытые участки тела, вызывают химические ожоги.

Работники в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть средствами индивидуальной защиты (СИЗ). Они должны предусматривать защиту органов дыхания, слуха, рук, лица и головы, поэтому работники, производящие работы с химическими веществами, должны быть обеспечены:

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

- плащом непромокаемым;
- защитную маску;
- защитные очки.

на наружных работах зимой дополнительно:

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

Данный вопрос регламентирован [ГОСТ 12.4.011-89], по которому все рабочие должны быть обеспечены СИЗ.

Отклонения показателей климата на открытом воздухе

Согласно нормативно технической документацией (НТД) при нормировании параметров климата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной +10°C и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше +10°C.

Наибольшую опасность представляет работа на открытом воздухе в холодное время года, поэтому вводятся ограничения по времени работы в зависимости от температуры и скорости ветра, представленные в таблице 18.

Таблица 18 - Рекомендуемый режим работ на открытой территории [СанПиН 2.2.4.548-96]

Температура воздуха, С	Скорость ветра, м/с											
	до 1		1-2		2-4		4-6		6-8		8-10	
	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б
-10	127	1	114	1	95	2	80	2	68	3	58	3
-15	88	2	82	2	69	3	60	3	52	3	45	4
-20	67	3	62	3	55	3	49	4	42	4	37	4
-25	55	3	51	3	46	4	41	4	36	5	32	5
-30	46	4	43	4	39	4	35	5	31	5	28	6
-35	39	4	38	4	34	5	30	5	27	6	24	7
-40	35	5	33	5	30	5	27	6	24	7	22	7
-45	31	5	29	6	27	6	24	7	22	7	20	8

Примечание:

а- максимальная продолжительность непрерывного пребывания на холоде, мин;

б- число 10- минутных перерывов для обогрева за 4 часовой период рабочей смены.

Работающие на открытом воздухе в холодное время года обеспечиваются комплектом средств индивидуальной защиты (СИЗ) от холода с учетом климатического региона (пояса). Средства индивидуальной защиты применяемые при работе в холодный период года:

- Утеплённый комплект спецодежды
- Утеплённые перчатки
- Утеплённый подшлемник
- Ударопрочная каска
- Очки, защищающие органы зрения
- Утеплённая обувь

При температуре воздуха ниже -40°C следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей.

- Доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте.

- Для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются помещения, оборудованные в соответствии с требованиями [СанПиН 2.2.4.548-96];

- Перерывы на обогрев могут сочетаться с перерывами на восстановление функционального состояния работника после выполнения физической работы. В обеденный перерыв работник должен быть обеспечен горячим питанием. Начинать работу на холоде следует не ранее чем через 10 минут после приема горячей пищи (чай и др.)

Средства индивидуальной защиты применяемые при работе в тёплый период года:

- Комплект спецодежды из хлопчатобумажной ткани
- Ударопрочная каска
- Защитные перчатки
- Очки, защищающие органы зрения

- Облегченная обувь

Для работающих в условиях повышенной температуры воздуха:

- При работах на открытом воздухе и температуре наружного воздуха 35 °С и выше продолжительность периодов непрерывной работы должна составлять 15 - 20 минут с последующей продолжительностью отдыха не менее 10 - 12 минут в охлаждаемых помещениях.
- В помещении, в котором осуществляется нормализация теплового состояния человека после работы в нагревающей среде, температуру воздуха, во избежание охлаждения организма вследствие большого перепада температур (поверхность тела - окружающий воздух) и усиленной теплоотдачи испарением пота, следует поддерживать на уровне 24 - 25 °С.
- Для защиты от чрезмерного теплового излучения необходимо использовать специальную одежду или одежду из плотных сортов ткани.
- В целях профилактики обезвоживания организма рекомендуется правильно организовать и соблюдать питьевой режим. Питьевая вода должна быть в достаточном количестве и в доступной близости. Рекомендуемая температура питьевой воды, напитков, чая +10 - 15 °С.

Повышенная загазованность и запылённость рабочей зоны

Повышенная запыленность и загазованность воздуха

Операции по интенсификации притока на скважинах сопровождаются задействованием большого количества транспортных средств и агрегатов, которые в условиях песочной среды кустов месторождения поднимают в воздух огромное количество пыли и выделяют несметное число газов, которые воздействуют на организм человека.

Величина такого воздействия зависит от химического состава пыли, который в свою очередь характеризует такой параметр, как биологическая

активность пыли. В соответствии с этим параметром, пыль бывает раздражающего действия (неорганическая и древесная пыль) и токсического (пыль хрома, мышьяка и др. веществ). В запыленном воздухе дыхание человека становится затрудненным, кислород насыщает кровь менее интенсивно, от чего могут возникнуть легочные заболевания.

Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации (ПДК) отдельных веществ в воздухе. В гигиенических нормативах ГН 2.2.5.1313-03 приведены ПДК для предельных алифатических углеводородов C₂-C₁₀(в пересчете на углерод) в воздухе рабочей зоны, которые составляют 300 мг/м³ – среднесменная, 900 мг/м³ – максимальная разовая (ПДК метана - 7000 мг/м³). В таблице 19 приведены ПДК для различных видов пыли.

Таблица 19 ПДК веществ, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта

Вещество	ПДК, мг/м ³
Пыль, содержащая более 70% SiO ₂	2
Пыль, содержащая от 10 до 70% SiO ₂	2
Пыль растительного и животного происхождения	4

В случае превышения допустимого уровня пыли и загазованности в воздухе необходимо предпринимать меры по предупреждению отравлений организма человека. К таким относятся ограниченное использования токсичных веществ в технологических процессах, контроль за воздушной средой, герметизация оборудования, а также применение средств защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или систем замкнутого дыхания.

Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми.

При выполнении работ по борьбе с осложнениями скважин, существует вероятность получения повреждений различной степени тяжести в результате контакта с насекомыми и животными:

- Комары
- Мошки
- Клещи
- Дикие животные

Безопасность труда должна обеспечиваться различными мерами:

- Для предотвращения возникновения повреждений следует соблюдать определённые правила безопасности, предписанные видам работ на открытой кустовой площадке.
- Предварительная вакцинация работников от возможных вирусов, переносимых насекомыми.
- Применение специальных средств защиты (энцефалитные костюмы, защитные спреи и аэрозоли)
- Не допускать нахождения работников за пределами безопасных зон (за пределами обваловки кустовой площадки)

Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

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

Электробезопасность

Технологические операции с химическими веществами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:[ГОСТ 12.4.124-83]

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

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.

Пожарную опасность при сварочных работах можно снизить правильной организацией рабочего места[РД 13.220.00-КТН-575-06] . 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.

Сварщики должны быть обеспечены по действующим нормам спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты, которыми они обязаны пользоваться при выполнении работ. Одежда и рукавицы сварщика не должны иметь следов масла, жира, бензина, керосина, а также других горючих жидкостей. Для защиты глаз и лица от действия ультрафиолетовых и

инфракрасных лучей сварщик должен пользоваться ручными или наголовными щитками со стёклами-светофильтрами. Светофильтры при сварке дуговым методом должны применяться в зависимости от силы тока и способа сварки. [РД 13.220.00-КТН-575-06]

Сосуды и аппараты под давлением

Работники нефтегазопроизводств работают с сосудами и аппаратами, находящимися под большими давлениями в пределах от 20 до 150 атм. В случае неисправностей или непредвиденных аварий возможен риск смертельной опасности трудящихся, поэтому сосуды и баллоны для хранения нефти и газов, а также их транспортировки должны соответствовать ГОСТ Р 52630-2012, а работники в свою очередь должны периодически проходить производственные инструктажи. По технике безопасности в сосуды недопустима подача газа или сжатого воздуха с парами масел, т.к. в случае перегрева может образоваться взрывоопасная смесь, вентили и краны устанавливаются таким образом, чтобы выходное отверстие было направлено в безопасное место, при работе работника внутри емкости должны быть открыты все люки с целью достаточного проветривания, а работников должно быть, как минимум, двое (один – внутри, второй – снаружи). Также необходим постоянный контроль за техническим состоянием сосудов: если обнаружены какие-то трещины, пропуски газов, отпотевания в местах сварочных швов, то подобные сосуды снимают с эксплуатации. Обо всех замеченных неисправностях работник должен сделать отметку в журнале.

Пожаробезопасность

Нефтегазовые промыслы отличаются высокой вероятностью возникновения пожаров и опасностей взрывов. С целью предотвращения опасных пожарных ситуаций территория нефтегазовых объектов должна содержаться в порядке и чистоте, все отходы производства, бытовой мусор и складские убранства должны быть утилизированы, хранение нефтепродуктов в открытых ямах запрещается. Согласно ГОСТ 12.1.004-91, объекты

нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. В случае возникновения пожарной ситуации основной задачей работников производства является предотвращение образования горючей среды и (или) источников зажигания, а также организация защиты и безопасной эвакуации людей. В целях безопасности людей на случай пожара должны быть правильно спроектированы здания и помещения, которые гарантируют быструю эвакуацию персонала и ограничивают распространение пожара, отделка стен и потолков не должна содержать горючих и выделяющих удушающие газы в процессе горения материалов, все противопожарное оборудование (огнетушители, автоматические системы пожаротушения, емкости с негорючими материалами) должно всегда находиться в боевой готовности, все работники должны быть ознакомлены с противопожарными инструкциями и планами эвакуаций. К средствам защиты при возникновении пожарных ситуаций относятся противогазы, респираторы и аптечки, которые должны находиться в доступных для работников местах.

4.2 Экологическая безопасность

В процессе разработки месторождений проводятся мероприятия, направленные на повышение экологической безопасности представленные в таблице 20. В частности, ведется реконструкция действующих производств, вносятся изменения в противокоррозионные мероприятия, трубопроводного транспорта, совершенствуются технологии подачи химических веществ.

Таблица 20 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации систем подачи химических веществ

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы	Отправление отходов на

	химическими веществами	полигон для их дальнейшей утилизации.
	Засорение почвы производственными и бытовыми отходами	Отходы производства направляются на переработку и обезвреживание по договору со специализированными организациями.
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)
Воздушный бассейн	Выбросы вредных и токсичных веществ	Модернизация и тщательный контроль за оборудованием

Источники загрязнения атмосферы

Источником загрязнения атмосферы является сброс газа на горизонтальное факельное устройство (ГФУ), которым управляет оператор ТУ с компьютера. В настоящее время для контроля за наличием определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно-допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй – за период двадцатиминутного измерения. Предельно допустимая концентрация (ПДК) некоторых вредных веществ в воздухе на рабочем месте приведены в таблице 21.

Таблица 21 – ПДК вредных веществ в рабочей зоне [ГН 2.2.5.686-98]

Вещество	ПДК, мг/м³	Класс опасности
Азота диоксид	2	3
Аммиак	20	4
Бензин	100	4
Метанол	5	3
Серы диоксид	10	3
Сероводород	3	3
Углерода оксид	20	4

С целью регулировать концентрацию вредных веществ в атмосфере (не должна превышать ПДК), пылегазовые выбросы рассеиваются через высокие трубы. Кроме того, введен предельно-допустимый выброс (ПДВ), который также четко контролируется на промыслах.

Мероприятия по снижению отрицательного воздействия на атмосферу: данный газ использовать для обогрева помещений.

Источники загрязнения водных объектов

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти, химические реагенты и воды с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.[СанПиН 4630–88]

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;
- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
- попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов;
- поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее не герметичности.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов:

1. запрещается сброс сточных вод в водные объекты, необходимо после доочистки использовать их в системе поддержания пластового давления (ППД) для оборотного водоснабжения;
2. установление и поддержание водо-охраных зон;
3. вынесение объектов из экологически уязвимых зон;

4. герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин, ремонт оборудования;
5. контроль качества сварных швов;
6. осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков.

Охрана и рациональное использование земель

Загрязнение почв нефтью приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

Земельные участки, отведенные в постоянное пользование, благоустраиваются с использованием предварительно снятого почвенно-растительного слоя. Земли, передаваемые во временное пользование, подлежат восстановлению (рекультивации). Земельные участки приводятся в пригодное для использования по назначению состояние в ходе работ, а при невозможности этого не позднее, чем в течение года после завершения работ.

Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа:

Технический этап рекультивации состоит из сбора пролитой нефти, срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0,2-0,4 м и перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ. Возвращения этого слоя из отвалов и планировки рекультивируемой поверхности по окончании строительства.

Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механическим способом.[ГОСТ 17.5.1.01-83]

Для обеспечения потребности объектов строительства в грунте предусматривается использование месторождений песка, разрабатываемых гидромеханизированным способом. После окончания работ производится рекультивация карьера путем восстановления почвенно-растительного слоя с посевом трав.

Ликвидация последствий аварий возлагается на аварийно-восстановительный участок, который должен быть создан в каждом нефтегазодобывающем управлении (НГДУ) и оснащен техническими средствами согласно РД-39-0147103-376-86.

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Виды ЧС, которые могут возникнуть в условиях нефтегазопромысла:

- Пожары
- Взрывы

Пожалуй, главная опасность на такого рода промыслах заключается в непредвиденном возникновении пожаров, которые могут привести к трагическим последствиям.

Дабы не допустить пожарных ситуаций между отдельными объектами нефтегазопромыслов должны выдерживаться противопожарные размеры: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокомпрессорной станции – 60 м, до общественных зданий – 500 м.

Любое проявление открытого огня или возгорания необходимо незамедлительно ликвидировать с помощью первичного инвентаря пожаротушения или струей воды, инертного газа, либо изоляцией от воздуха и т.д.

При выбросе нефти или газа со скважины, авариях на трубопроводах и при выполнении технологических операций, может возникнуть газоопасная ситуация, которая характеризуется наличием сероводорода в рабочей зоне концентрацией, превышающей 3 мг/м³, либо получением извещения об аварии.

План мероприятий по обеспечению безопасности рабочего персонала должен включать в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи. Предупреждение ЧС – не менее важный пункт, чем их ликвидация. К мерам предупреждения ЧС относятся:

- повышение надежности технологического оборудования;
- совершенствование рабочих процессов;
- своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок;
- применение высококачественного сырья и материалов;
- участие в работах высококвалифицированного персонала.

Согласно [ГОСТ Р 22.3.03-94] основными мероприятиями при возникновении чрезвычайных ситуаций являются:

- укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций;
- эвакуация рабочих из зон ЧС;
- использование СИЗ в случае необходимости;
- оказание медицинской помощи пострадавшим;
- организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС.

Процесс ликвидации пожара состоит из трёх этапов:

1. Этап – подготовка к ликвидации горения(локализация очага горения при помощи охлаждения оборудования и техники в зоне пожара, водяных экранов, при необходимости строят искусственные водоёмы, прокладывают трубы для подвода воды к месту пожара.)
2. Этап – ликвидация горения:
3. Этап - охлаждение устья скважины и орошение не горящего фонтана после ликвидации горения в течении времени для установки запорной арматуры.

4.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочая смена за пультом управления составляет 12 часов. Контроль над работой оборудования должен происходить всегда, то есть работы проводятся в две смены. Запрещен допуск к работе женщин и подростков, также сотрудников, не имеющих допуск к работе. Каждому оператору в обязательном порядке выдается 2 комплекта спецодежды. Оператор может

устранять мелкие неполадки в работе установки, но запрещается допуск к устранению серьезных поломок. При обнаружении таковых незамедлительно сообщить сменному инженеру и вызвать бригаду ремонтников.

При работе в условиях крайнего севера, или регионах приближенным к условиям крайнего севера, к размеру заработной платы оператора добавляются так же определённые коэффициенты, согласно статьям трудового кодекса 316. районный коэффициент к заработной плате и 317. процентная надбавка к заработной плате, так же предоставления ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска, согласно статье 321.

Рабочая площадка оператора представляет собой кустовую площадку расположенную на определённом удалении от основного места пребывания . Кустовая площадка оборудована блоком управления погружного оборудования, автоматической групповой замерной установкой, а так же сетью фонтанных арматур со специально установленными площадками для удобства и безопасности выполнения оператором необходимых технологических операций, согласно нормам технологического проектирования объектов сбора, транспортировки, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В период поздних стадий разработки месторождений процесс эксплуатации скважин осложняется образованием неорганических солей, отложений твердых углеводородов, высоковязких эмульсий и интенсификацией коррозии нефтепромыслового оборудования в результате высокой степени обводненности скважинной продукции. Вследствие чего в работе был поведён анализ условий образования осложнений и эффективности применяемых методов борьбы и предотвращения образования этих осложнений.

В работе рассмотрены способы и методы борьбы с различными видами осложнений в высоко обводнённых скважинах, главной целью данной работы являлся – анализ физико-химических методов. Из рассмотренных методов были выделены такие как:

- Технология электрохимической (катодной) защиты;
- Использование специального погружного кабельного устройства;
- Удаление солеотложений из призабойной зоны пласта нагнетательных скважин;
- Очистка сточных вод от механических примесей и солей.

В результате анализа методов было можно сделать следующие выводы:

1. Катодный способ оборудования, используемого при эксплуатации высокообводнённых скважин, приводит к снижению интенсивности процессов коррозии и улучшению физических свойств добываемой продукции. В результате оборудования скважин станциями катодной защиты, межремонтный период первых в среднем вырос до 4 раз, так же положительным эффектом от применения метода катодной защиты является изменение дисперсности водной фазы в объеме эмульсии и улучшение отделения попутно добываемой воды от нефти. Устойчивость эмульсии к расслоению после подключения станции катодной защиты уменьшилось от 10 до 20 раз. Данный эффект стал результатом увеличения скорости разделения фаз эмульсии в 1,5 и более раза.

2. Применение способа химической защиты скважинного оборудования высокообводнённых скважин от образования отложений и процессов коррозии, основанного на применении специального погружного кабельного оборудования (СПКУ) обеспечило:
 - Повышение МРП работы скважины в 1,6...2,5 раза;
 - Снижение удельного расхода химических реагентов на 38...58 %;
 - Уменьшение количества проводимых тепловых обработок скважин для удаления АСПО;
 - Уменьшение количества капитальных ремонтов скважины (КРС) для удаления отложений сульфида железа.
3. В результате внедрения технологии очистки ПЗП нагнетательных скважин от кольматирующего материала, основанного на создании глубоких циклических депрессий в пласте, получено увеличение приемистости скважин в 3 и более раза.
4. Разработан и испытан специальный фильтр для удаления ферромагнитных частиц, содержащихся в закачиваемой воде, работающий по принципу магнитной коагуляции, который позволил достигнуть снижения содержания в закачиваемой воде механических примесей с 186 до 38 мг/л.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Антипин Ю.В., Валеев М.Д., Сыртланов А.Ш. Предотвращение осложнений при добыче нефти. - Уфа, Башкирское книжное издательство, 1987.-168 с.
2. Предупреждение образования эмульсии при добыче нефти/ Репин Н.Н., Юсупов О.М., Валеев М.Д. и др. - М.: ВНИИОЭНГ, 1979. - 49 с.
3. Смирнов Ю.С. Применение деэмульгаторов для подготовки нефти на промыслах // Нефтепромысловое дело: обзор, информ. / ВНИИОЭНГ. - 1987-43 с.
4. Милинский В.М., Харламенко В.И., Лутфуллин А.Х. Зависимость расхода электроэнергии от коэффициента подачи глубинного насоса // НТЖ «Нефтепромысловое дело». - М.: ВНИИОЭНГ, 1972,- №4.- С. 16-18.
5. Технология восстановления приемистости нагнетательных скважин. /Ф.С.Гарифуллин, СВ. Дорофеев, Ф.Ф.Хасанов и др. // Геология, разработка, эксплуатация и экология нефтяных месторождений Башкортостана и Западной Сибири: сб. науч. тр. / Геопроект. - 2006.- вып. 118.- С. 104-107.
6. Мифтахова Г.М., Мухамедзянов А.Х., Быковский Н.А. Комплексная подготовка нефтепромысловых сточных вод, зараженных сульфатовосстанавливающими бактериями // Защита от коррозии и охрана окружающей среды: экспресс-информ. / ВНИИОЭНГ. -1988. - №9. - С. 14-17.
7. Пат. № 32485(РФ) МДЖ С02 F 1/48. Устройство для коагуляции ферромагнитных частиц жидкости / Шайдаков В.В., Хасанов Ф.Ф., Лаптев А.Б. и др.: опубл. 20.09.2003.
8. Гарифуллин И.Ш. Эффективность примененная специального погружного устройства для предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах// Нефтяное хозяйство. - 2005.-№12. -С. 45-47.
9. Каплан Л.С. Особенности эксплуатации обводнившихся скважин погружными центробежными насосами. - М.: ВНИИОЭНГ, 1980.- 77 с.
- 10.Гарифуллин Ф.С. Совершенствование методов предупреждения образования комплексных осадков с сульфидом железа при добыче нефти: дисс. ...канд.

техн. наук. - Уфа, 1996. - С. 56-69

11. Эксплуатация залежей и подготовка нефти с повышенным содержанием сероводорода / Позднышев Г.Н., Миронов Т.П. и др. -М.: ВНИИОЭНГ, 1984,-172 с
12. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии. / Э.М. Гутман и др. - М.: Недра, 1983.-152 с.
13. Пат. № 2215062(РФ) МПК С23 F 13/06. Способ катодной защиты спускаемого в скважину электроцентробежного насоса и устройство для его осуществления / Гарифуллин И.Ф., Мухаметшин М.М., Хасанов Ф.Ф. и др.: опубл. 27.10.2003
14. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды: Учебник для вузов - 3-е изд., стереотипное. Перепечатка со второго издания 1979 г,-М.: ООО ТИД «Альянс», 2005.-319 с
15. Каган ЯМ. О физико-химических основах предупреждения образования смоло-парафиновых отложений с помощью полей, создаваемых электрическим током.-М.: Недра, 1965.-С. 170-182.