

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности способов борьбы с коррозией и солеотложением в нефтяных скважинах, оборудованных установкой электроцентробежного насоса на Останинской группе месторождений (Томская область)

622.276.53:620.197:622.276.72(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б73Т	Гурьев Иван Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цибулькинова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Федорчук Юрий Митрофанович	Д.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ(ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промышленной геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промышленной геологии.</i>

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

Школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Максимова Ю.А.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Гурьеву Ивану Сергеевичу

Тема работы:

Анализ эффективности способов борьбы с коррозией и солеотложением в нефтяных скважинах, оборудованных установкой электроцентробежного насоса, на Останинской группе месторождений (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№110-31/с от 20.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технологической информации по Северо-Останинскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Основные факторы и механизм формирования солеотложений, технологии предотвращения и удаления солеотложений, анализ методов, применяемых на Останинской группе месторождений, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Особенности эксплуатации скважин оборудованных установками электроцентробежных насосов в осложненных условиях, связанных с коррозионной активностью и солеотложением»	Доцент ОНД, к.г.н. Цибульникова Маргарита Радиевна
«Анализ текущих методов борьбы с коррозией и солеотложением в нефтяных скважинах оборудованных УЭЦН на Останинской группе месторождений Томской области»	Доцент ОНД, к.г.н. Цибульникова Маргарита Радиевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент ОСГН ШБИП ТПУ, к.э.н, Клемашева Елена Игоревна
«Социальная ответственность»	Профессор ТПУ, д.т.н. Федорчук Юрий Митрофанович

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

Задание выдал руководитель / консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Гурьеву Ивану Сергеевичу		

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования Бакалавриат
 Отделение нефтегазовое дело
 Период выполнения весенний семестр 2021 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**(КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы)**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Особенности эксплуатации скважин оборудованных установками электроцентробежных насосов в осложненных условиях, связанных с коррозионной активностью и солеотложением	30
	Анализ текущих методов борьбы с коррозией и солеотложением в нефтяных скважинах оборудованных УЭЦН на Останинской группе месторождений Томской области	30
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
	Социальная ответственность	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цибулькинова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 110 страниц, в том числе 22 рисунка, 26 таблиц. Список литературы включает 28 источников.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, солеотложения, коррозия, осложнения при добыче нефти и газа, эксплуатационная скважина, методы борьбы с солеотложениями и коррозией.

Объектом исследования являются нефтяные скважины, оборудованные УЭЦН, на Останинской группе месторождений Томской области, в которых осложняющими факторами при эксплуатации являются коррозионная активность и солеотложения.

Цель работы – проведение анализа существующих способов борьбы с коррозией и солеотложением в нефтяных скважинах, оборудованных УЭЦН, на Останинской группе месторождений Томской области.

В результате работы рассмотрены общие сведения о коррозии и солеотложениях в нефтяных скважинах, оборудованных УЭЦН, механизм формирования и факторы, влияющие на образование коррозии и солеотложения в нефтяных скважинах. Даны подробные описания существующих способов борьбы с коррозией и солеотложением в нефтяных скважинах, оборудованных УЭЦН, на Останинской группе месторождений Томской области.

В экономической части работы была произведена оценка экономической целесообразности применения погружного скважинного контейнера (ПСК) с ингибитором комплексного действия Акватек 515.

В работе уделено внимание изучению вредного влияния различных факторов на окружающую среду и недра. Так же описана техника безопасности и охрана недр и окружающей среды.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office 2010, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel. Презентация создана в Microsoft Power Point.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. Особенности эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, в осложненных условиях, связанных с коррозионной активностью и солеотложением	10
1.1 Общие сведения о коррозии и ее влияния на скважинное оборудование	13
1.2 Общие сведения о солеотложениях	16
1.3 Современные методы борьбы с коррозией и солеотложением в подземном скважинном оборудовании	21
1.3.1 Методы и технологии борьбы с коррозионной активностью	22
1.3.2 Методы и технологии борьбы с солеотложениями.....	30
2. Анализ текущих методов борьбы с коррозией и солеотложением в нефтяных скважинах, оборудованных УЭЦН, на Останинской группе месторождений Томской области.....	42
2.1 Общие сведения об Останинской группе месторождений Томской области	42
2.2 Особенности физико-химических свойств нефти и пластовой воды Останинской группы месторождений Томской области	53
2.3 Методы предотвращения коррозии и солеотложений в нефтяных скважинах оборудованных УЭЦН при помощи химических ингибиторов....	55
2.4 Предотвращение коррозии на Останинской группе месторождений.....	58
2.4.1 Применение ингибиторов коррозии.....	58
2.4.2 Применение ингибиторов солеотложений	61
2.4.3 Ингибитор комплексного действия.....	63
2.5 Борьба с коррозией и солеотложением с использованием подземного оборудования.....	66
2.6 Методы удаления солеотложений на Останинской группе месторождений.....	68
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	72

3.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	72
3.1.1 Анализ конкурентных технических решений.....	73
3.1.2 SWOT-анализ.....	74
3.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	76
3.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	81
3.4 Определение ресурсоэффективности НИ.....	86
Выводы по разделу.....	87
4. Социальная ответственность	91
4.1. Производственная безопасность	91
4.1.1 Отклонение показателей микроклимата в помещении	91
4.1.2 Превышение уровней шума	93
4.1.3 Поражение электрическим током.....	95
4.1.4 Пожарная безопасность	97
4.2 Экологическая безопасность.....	100
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	101
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	104
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	106
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	106

Обозначения, определения и сокращения

- УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;
- МРП – межремонтный период;
- СНО – средняя наработка на отказ;
- ГНО – глубинно-насосное оборудование;
- ВНР – вывод на режим;
- ЗСП – защита срыва подачи;
- УПР – условно-постоянный режим;
- ПЭД – погружной электродвигатель;
- ГЗ – гидрозащита;
- НКТП – насосно-компрессорные трубы с покрытием;
- ПСК – погружной скважинный контейнер;
- ЗУМПФ – зона успокоения механических примесей и флюида;
- ГРП – гидроразрыв пласта;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- СУДР – скважинная установка дозирования реагента;
- МБРХ – мобильный блок реагентного хозяйства;
- ПРС – подземный ремонт скважин;
- ТРС – текущий ремонт скважин;
- КРС – капитальный ремонт скважин;
- ППД – поддержание пластового давления;
- ОПИ – опытно-промышленное испытание;
- ПДК – постоянно-действующая комиссия;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- ЭК – эксплуатационная колонна;
- ИС – ингибитор солеотложения;
- ИК – ингибитор коррозии.

ВВЕДЕНИЕ

В связи со вступлением большинства нефтяных месторождений на территории России на поздние стадии разработки проблема коррозии нефтепромыслового оборудования становится актуальней. Связано это, в основном, с ростом обводненности добываемой продукции, коррозионной агрессивности добываемых флюидов, интенсификацией добычи нефти.

Таким образом, современный этап технологического развития нефтяной промышленности в нашей стране характеризуется довольно осложненными условиями добычи нефти и газа, увеличением процента обводненности скважинной продукции, уменьшением пластового давления, стремительным падением темпов отбора жидкости. На нефтяных и газовых месторождениях большинство существующих эксплуатационных скважин работают в очень осложненных условиях. Поэтому вопрос о постоянном поддержании эксплуатационного фонда нефтяных и газовых скважин в работоспособном состоянии один из важнейших. Практически все нефтяные месторождения Российской Федерации эксплуатируются в основном механизированным способом, а именно оборудуются установками электроцентробежных насосов.

Солеотложения и коррозия встречаются во всех российских регионах промышленной добычи нефти и газа, что существенно усложняет промышленную разработку месторождений нефти и газа и приводит к отказу погружного оборудования, УЭЦН.

Имея множество научно-обоснованных методов борьбы с коррозией и солеотложением в нефтяных скважинах, оборудованных УЭЦН, рассматриваемая проблема еще далека от полноценного решения и остается одной из важнейших в промышленной нефтедобыче.

Методы защиты скважин от солеотложений и коррозии, применяемые в нашей стране на сегодняшний день, полноценно не обеспечивают эффективное предотвращение данных негативных процессов. Это связано не с эффективностью применяемых технологий защиты, а с уникальностью промышленных условий эксплуатации месторождений нефти.

Эффективность применения разнообразных методов при выборе подходящих способов борьбы с коррозией и солеотложениями зависит от следующих факторов: способа извлечения флюида, термобарического режима эксплуатации, а также состава и свойств добываемого флюида.

Цель работы – проведение анализа существующих способов борьбы с коррозией и солеотложением в нефтяных скважинах, оборудованных УЭЦН, на Останинской группе месторождений Томской области.

Объектом исследования являются нефтяные скважины, оборудованные УЭЦН, на Останинской группе месторождений Томской области, в которых осложняющими факторами при эксплуатации являются коррозионная активность и солеотложения.

В соответствии с целью работы были поставлены следующие задачи:

1. Изучить теоретические основы образования коррозии и солеотложений на Останинской группе месторождений Томской области
2. Провести анализ методов борьбы с коррозией и солеотложением в нефтяных скважинах, оборудованных установками электроцентробежных насосов, на Останинской группе месторождений и выбрать наиболее оптимальный метод защиты оборудования.

Предметом исследования являются: основные факторы коррозионной активности и механизм формирования солеотложений, возникающих в нефтяных скважинах оборудованных УЭЦН; методы предупреждения и борьбы с ними на Останинской группе месторождений Томской области; подбор оптимальных ингибиторов и выбор рациональной технологии подачи реагента для обеспечения надёжной, безотказной работы скважинного оборудования, уменьшения несвоевременных отказов и увеличения МРП и СНО установок электроцентробежных насосов для конкретных геолого-технических условий.

Практической новизной в данной работе является применение погружного скважинного контейнера (ПСК) с ингибитором комплексного действия Акватек 515.

В экономическом разделе произведен расчет ресурсоэффективности применения погружного скважинного контейнера с ингибитором комплексного действия Акватек 515.

Практической значимостью результатов ВКР является увеличение межремонтного периода скважинного оборудования, в результате применения погружного скважинного контейнера с ингибитором комплексного действия Акватек 515.

1. Особенности эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, в осложненных условиях, связанных с коррозионной активностью и солеотложением

1.1 Общие сведения о коррозии и ее влияния на скважинное оборудование

Коррозия металла - самопроизвольное разрушение металла за счет химического или электрохимического взаимодействия с агрессивной внешней средой. Когда металл подвергается коррозии, часть массы теряется, а механическая прочность, пластичность и другие свойства снижаются. [5].

В нефтяных скважинах контакт флюида и подземного оборудования часто характеризуется общей или локальной коррозией металла. При общей коррозии металла поражение происходит по всей поверхности оборудования или его отдельной части. Локальная коррозия, встречающаяся чаще, образует коррозионное разрушение металла точечно. При такой коррозии может наблюдаться сквозное повреждение металла. Основные виды локальной коррозии встречающиеся при эксплуатации глубинного насосного оборудования:

- Полная сплошная равномерная коррозия металла.
- Поверхностная неравномерная коррозия металла.
- Коррозия металла пятнами.
- Язвенная коррозия металла.
- Точечная коррозия металла.
- Мейза коррозия металла.
- Контактная коррозия металла (электрохимическая).

Наличие осложняющих факторов характеризует коррозионную агрессивность пластового флюида. Пластовая температура, давление жидкости, скорость движения флюида, минерализация воды и количественное содержание углеводорода в двухфазной среде, а также количество механических примесей показывает степень влияния этих осложненных факторов. Увеличение

коррозионно-агрессивных газов в пластовой жидкости, таких как кислород (O₂), диоксид углерода (CO₂), сероводород (H₂S), вызывает увеличение скорости коррозии в несколько раз. Также увеличивает скорость коррозионных процессов наличие бактериального присутствия в пластовом флюиде.

По степени влияния коррозионно-агрессивных газов, отказы подразделяются:

- «Углекислотная коррозия» высокое содержание в газожидкостной смеси углекислого газа CO₂.

- «Сероводородная коррозия» высокое содержание в газожидкостной смеси сероводорода H₂S.

- «Кислородная коррозия» высокое содержание в газожидкостной смеси кислорода O₂.

Зоны коррозионных повреждений и их влияние на эксплуатацию глубинного насосного оборудования [5]:

Зона №1. Корпус ПЭД, гидрозашита и кабельная линия (рисунок 1.1 – 1.3). Попадание флюида внутрь полости ПЭД (разгерметизация) и отказ ПЭД по причине нарушения изоляции.



Рисунок 1.1 – Коррозия корпуса погружного электродвигателя

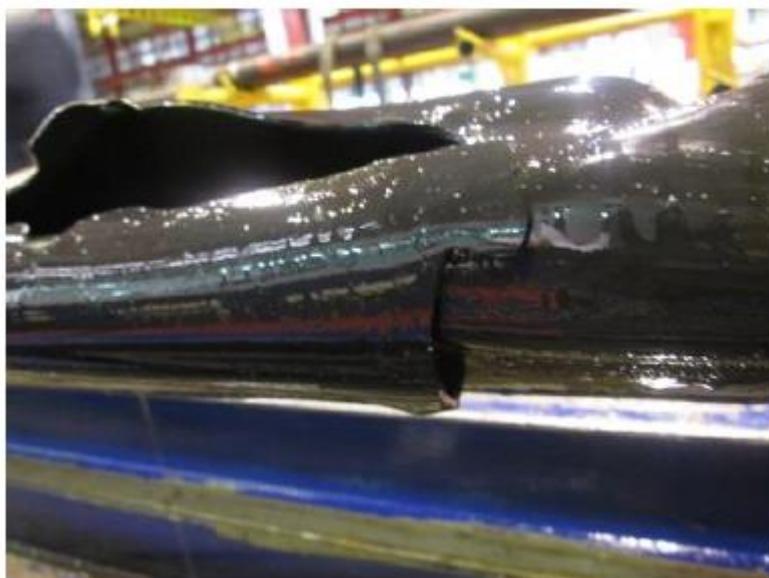


Рисунок 1.2 – Разгерметизация гидрозащиты в результате коррозии



Рисунок 1.3 – Коррозия брони кабельной линии

Зона №2. Рабочие органы ЭЦН. Коррозийный износ рабочих органов, потеря напорно-расходных характеристик УЭЦН (рисунок 1.4).



Рисунок 1.4 – Рабочая ступень ЭЦНАКИ5-80-2434 на комиссионном демонтаже погружного оборудования

Зона № 3. Поверхность НКТ (рисунок 1.5). Потеря подачи насоса из-за негерметичности НКТ, обрыв по элементам НКТ.



Рисунок 1.5 – НКТ при ПРС

Зона № 4. Внутренняя поверхность стенки ЭК. Возможна разгерметизация ЭК и обводнение скважинной продукции.

Зона № 5. Наземные коммуникации и трубопроводы. Розливы скважинной продукции и аварийные остановки в результате появления порывов в арматуре или свищей в выкидных линиях и нефтесборных коллекторах.

1.2 Общие сведения о солеотложениях

«Солеотложение – это выпадение в осадок химического вещества (соли) из раствора. В процессе эксплуатации скважин происходит накопление отложений твердых неорганических веществ, в подземном оборудовании и на стенках насосных труб, а также наземных коммуникациях. Вода, добываемая совместно с нефтью является главным источником выделения неорганических солей. Растворенные соли в различных количествах содержатся в попутно-добываемой воде. Содержание растворенных в воде солей определяет параметр «общей минерализации» [5].

Отложения неорганических солей бывают трёх видов:

- в виде взвеси хлопьев или тонкой накипи;
- в виде плоской формы;
- в виде кристаллической формы.

Отложения в виде взвеси хлопьев имеют мягкую структуру, хорошо проницаемы и легко удаляются. Плоские отложения, состоят из нескольких слоёв кристаллов, встречаются и в виде пучка лучин, перекрывающих сечение трубы полностью. Кристаллические структуры, такие как барит и ангидрит (рисунок 1.6), образуют очень твердые, плотные, непроницаемые отложения.

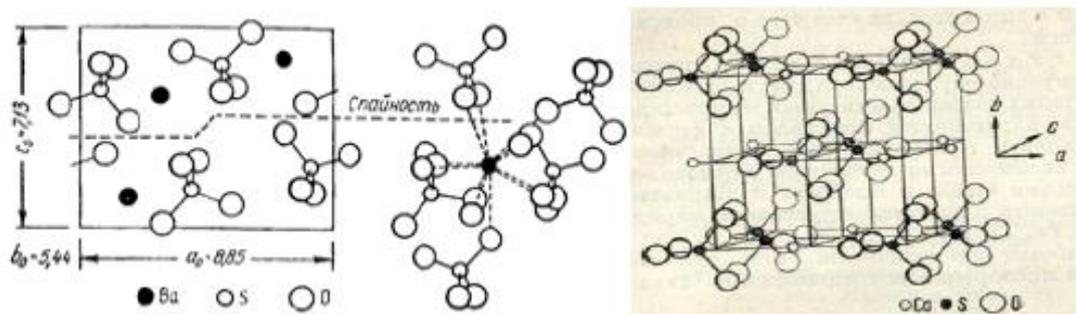


Рисунок 1.6 – Кристаллические структуры барита (BaSO_4) и ангидрита (CaSO_4)

При эксплуатации погружного оборудования могут быть обнаружены следующие типы минеральных солей:

- NaCl - хлористый натрий (галит).
- FeS - сульфид железа.
- CaCO_3 - карбонат кальция (кальцит).
- CaSO_4 - сульфат кальция ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ – гипс, CaSO_4 – ангидрит).
- MgCO_3 - карбонат магния.
- BaSO_4 - сульфат бария (барит).
- SrSO_4 - сульфат стронция (целестин).

Сульфаты бария и стронция являются очень плотными, твердыми и непроницаемыми осадками (рисунок 1.7). «Низкая растворимость практически во всех растворителях в сравнении с другими солеобразующими минералами делает их крайне нежелательным из всех органических и неорганических

отложений, которые встречаются в процессе эксплуатации нефтяных скважин с высокой обводненностью скважинной продукции» [1].



Рисунок 1.7 – Отложения $BaSO_4$ в насосно-компрессорных трубах

Солеотложения на рабочих органах и поверхностях ЭЦН представляют наибольшую опасность при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН. При образовании плотного непроницаемого осадка толщина которого варьируется от 0,6 до 1 мм нарушается теплообмен, что приводит к заклиниванию ПЭД, а также поломке вала и выходу насоса из строя.

Из-за солеотложений и засорения механическими примесями, которые, чаще всего являются твердым осадком неорганических солей, на месторождениях Западной Сибири происходит около 70% отказов погружного оборудования. В рабочей полости ЭЦН отложения образуются на рабочих органах: в основном, на первых и последних ступенях насоса – до 45% и 21% соответственно. Еще до 21% солей в сумме оседают на корпусе погружного электродвигателя, гидрозащиты (ГЗ), а также в газосепараторе и насосно-компрессорных трубах (НКТ) [2].

Основные причины возникновения солевых отложений [5]:

«1. Первый — это смешивание несовместимых вод разного состава или увеличение реальной концентрации образующих отложения ионов в образующейся жидкости при растворении минералов породы.

2. Второй - перенасыщение водой из-за изменений давления и температуры «по сравнению с условиями в пласте», испарение воды, образование газов (в данном случае осаждение карбонатных солей, таких как карбонат кальция- CaCO_3).».

При понижении давления ниже давления насыщения нефти и повышении температуры добываемого флюида, в следствие теплоотдачи работающего погружного оборудования, процесс осадковыведения особенно для карбоната кальция (наиболее распространенного вида солеотложения) усиливается.

Зоны солеотложений и их влияние на эксплуатацию оборудования:

Зона №1. Призабойная зона (ПЗП) и зона перфорации. Влиянием на эксплуатацию оборудования является уменьшение притока из пласта и смещение рабочей зоны ЭЦН в левую зону. Повышение риска отключения установки по ЗСП (защита срыва подачи), перегрева и отказа двигателя из-за слабого притока. В призабойной зоне скважины давление, воздействующее на жидкость, испытывает наибольшие изменения. При эксплуатации скважин с низким забойным давлением (ниже давления насыщения) возможно начало солевыделения в ПЗП на подходе к стволу скважины, где начинается процесс выделения газа. Отложение солей в призабойной зоне маловероятно из-за высокой скорости потока и многими авторами данное обстоятельство подвергалось сомнению. Впрочем, статистика последних лет компании АО «Томскнефть» показала быстрый темп снижения проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) при эксплуатации скважины с низким забойным давлением и восстановление проницаемости при применении кислотных обработок. Это косвенно подтверждает отложение карбонатных солей в призабойной зоне скважины. В любом случае, интенсивность отложений в ПЗП значительно ниже, чем в стволе скважины.

Зона №2. Эксплуатационная колонна (ЭК). Влиянием на эксплуатацию оборудования являются механические повреждения при проведении спуско-подъемных операций (СПО), уменьшение внутреннего диаметра ЭК, риск прихвата в зоне ПЭД. Изменение давления влияет на растворимость карбоната

кальция из-за количественного изменения содержания растворенного диоксида углерода в водной фазе. Снижение давления при подъёме скважинной продукции по эксплуатационной колонне уменьшает содержание CO_2 в воде и растворимость карбоната кальция, что приводит к его выпадению в осадок. Пузырьки газа возникающие при выделении из жидкости на поверхности погружного оборудования создают на поверхности колонны благоприятные условия для образования микрокристаллов солей. Так как микрокристаллы обладают гидрофобной поверхностью, они интенсивно прилипают друг к другу и к поверхности стенки эксплуатационной колонны. В зоне работающего ПЭД из-за теплообмена происходит, нагрев потока скважинного флюида. Как показывает расчет, рост температуры потока в зависимости от дебита скважины происходит от 4 до 15 $^{\circ}\text{C}$. Так как с повышением температуры снижается растворимость карбоната кальция, это приводит к отложению выпавшей соли на поверхности погружного электродвигателя (ПЭД).

На многих скважинах солеотложения вызывают прихват УЭЦН в районе электродвигателя, в результате чего возникает риск повреждения и полет оборудования на забой.

Зона №3. Поверхность рабочих органов ГНО (рисунок 1.8). Снижение коэффициента полезного действия (КПД) насоса, уменьшение напорно-расходных характеристик ЭЦН, заклинивание и слом вала. Повышение температуры потока добываемой жидкости при теплоотдаче от работающего ПЭД и выделение газа на нижних ступенях ЭЦН являются основными причинами интенсивного отложения карбоната кальция на рабочих колесах ЭЦН. Отложения неорганических солей в этой зоне приводит к износу и выходу из строя дорогостоящего глубинного насосного оборудования.



Рисунок 1.8 – Отложение неорганических солей на рабочих ступенях ЭЦН

Зона №4. НКТ, наземные коммуникации. Повышаются потери напора ЭЦН на трение при подъеме скважинной продукции, происходит рост противодавления на устье скважины. Снижается КПД установки (УЭЦН) и происходит рост удельных затрат на подъем одного 1 м^3 ГЖС. Солеотложение негативно влияет на безопасность эксплуатации наземных трубопроводов. Оно вызывает усиление локальной коррозии металла труб, что приводит к их ускоренному разрушению, которое сопровождается разливами нефтепродуктов, и аварийными остановками скважин.

1.3 Современные методы борьбы с коррозией и солеотложением в подземном скважинном оборудовании

«В современных экономических условиях основной целью любого коммерческого предприятия, в том числе и нефтяных компаний России, является достижение максимальной прибыли. Выделяют два основных направления максимизации прибыли – увеличение объема производства и сокращение текущих производственных затрат. Самыми эффективными методами сокращения себестоимости добываемой нефти являются уменьшение потерь добычи от простоя скважин и сокращение затрат на подземный ремонт скважины за счет увеличения наработки на отказ ГНО. Показатели МРП и СНО характеризуют не только технический уровень оснащенности скважин, но и экономическую эффективность при эксплуатации ГНО. МРП и СНО отражает эксплуатационные показатели работы оборудования – показатели производительности, экономичности, рентабельности и др. Проблема повышения наработки на отказ оборудования относится к числу наиболее актуальных и важных проблем, возникших с развитием техники» [6].

Как уже было отмечено, высокая интенсивность солеотложений и повышенная агрессивность добываемого скважинного флюида резко снижают

МРП, СНО скважин, а также и другие технические и экономические показатели нефтегазодобычи.

Ключевое значение для глубинного насосного оборудования имеет экономическая эффективность увеличения периода работы. Прогнозирование МРП и СНО позволяет определять затраты в будущем на подземный ремонт скважин и ремонт ГНО, объемные потери в добыче нефти из-за простоя скважин и потребность компании в новом оборудовании, т.е. целенаправленное и эффективное распределение имеющихся ресурсов нефтегазовых компаний на выполнение производственных программ. Проблема особенно актуальна при установке электроцентробежных насосов, работающих в сложных условиях, из-за дороговизны оборудования, сложности конструкции, большого типоразмера агрегатов УЭЦН (как по расходу, так и по давлению). Для увеличения главных технико-экономических показателей необходимо выбирать оптимальные методы и технологии борьбы с осложняющими факторами.

1.3.1 Методы и технологии борьбы с коррозионной активностью

С ростом процента обводненности добываемой продукции и переходом эмульсии через точку инверсии фаз, когда внешней фазой эмульсии становится пластовая вода, коррозионная агрессивность продукции многократно возрастает.

Форсированный отбор пластовой продукции при интенсификации добычи нефти приводит к возрастанию скорости потока газожидкостной среды, выносу из породы пласта твердых частиц, что способствует коррозионно-абразивному воздействию на внутрискважинное оборудование (ВСО). Наиболее остро проблема коррозионной активности ВСО стоит на месторождениях Останинской группы Томской области, где коррозия в основном носит углекислотный характер, а скорость локального коррозионного проникновения может достигать до 30 мм/год [1, 2]. Коррозионный фонд составляет 10–15 % осложненного фонда добывающих скважин.

Для борьбы с коррозией подземного оборудования скважин используются следующие основные методы защиты:

- химические (ингибиторы коррозии, бактерициды, нейтрализаторы сероводорода, поглотители кислорода);
- технологические (обеспечение режима течения газожидкостной смеси (ГЖС) с минимальной коррозионной агрессивностью – предварительное удаление газов и механических примесей, снижение скорости потока, создание эмульсионного режима и т. д.);
- защитные покрытия (металлизационные и неметаллические);
- стали с повышенной коррозионной стойкостью (легирование коррозионностойкими металлами, удаление вредных примесей, специальная термообработка);
- применение неметаллического оборудования, не подверженного коррозии (стеклопластик, фторопласт, фарфор и т.д.);
- электрохимическая защита (станции катодной защиты, протекторы).

Если раньше основным методом защиты подземного оборудования скважин от коррозии считалось применение ингибиторов коррозии, то в последние 20 лет в нефтедобывающей отрасли современной России большое внимание уделяется также внедрению и других альтернативных методов противокоррозионной защиты ВСО.

Технологии ингибиторной защиты.

В настоящее время использование ингибиторов коррозии является наиболее распространенным и эффективным способом защиты скважинного оборудования от коррозии, главным образом вследствие относительной дешевизны, отсутствия капитальных затрат при внедрении, гибкости и оперативности в применении при возникновении коррозионной ситуации.

В основном ингибиторы коррозии применяются по технологиям постоянного или периодического дозирования в затрубное пространство скважин с различными вариациями [8].

Так, на месторождениях Останинской группы Томской области коррозия ВСО носит в основном углекислотный характер, т.е. обусловлена присутствием в добываемой продукции растворенного CO_2 . Крайним проявлением CO_2 -коррозии является мейзакоррозия, скорость которой может достигать 45 мм в год [2]. На некоторых предприятиях регионов в добываемой продукции содержится также и сероводород, и коррозия носит смешанный характер. На большинстве месторождений в нефтепромысловых средах присутствуют бактерии, которые могут ускорить коррозию как за счет продуцирования сероводорода, так и за счет собственного участия в коррозионных процессах.

В большинстве сточных и подтоварных вод, идущих на цели поддержания пластового давления, обнаруживается также кислород, коррозионная агрессивность которого намного больше, чем у углекислого газа и сероводорода. Более того, кислород обнаруживается даже в продукции добывающих скважин [9]. При совместном присутствии кислорода, сероводорода и углекислого газа многократно возрастает риск локальной коррозии [10], а эффективность подавляющего большинства ингибиторов коррозии резко снижается.

Механизм защитного действия ингибиторов сероводородной коррозии обусловлен образованием барьерного хемоадсорбционного слоя на поверхности металла за счет химической связи между ионом железа и аминогруппой ингибитора через сульфидный мостик.

Современные ингибиторы коррозии для нефтедобывающей промышленности представляют собой сложные органические композиции из одной или нескольких активных основ в водно-спиртовых или углеводородных растворителях.

Для защиты от кислотной коррозии при проведении соляно-кислотных обработок (СКО) используются ингибиторы кислотной коррозии. Для систем, содержащих кислород, необходимо подбирать ингибиторы с несколькими активными основами, либо параллельно с ингибитором дозировать поглотитель кислорода. Если в результате мониторинга коррозионной ситуации выявляется

присутствие микробиологической составляющей коррозии, рекомендуется наряду с ингибированием проводить бактерицидные обработки, либо применять реагенты комплексного действия (ингибитор коррозии / бактерицид). Тяжелые растворы глушения на основе хлоридов и нитратов обладают высокой коррозионной агрессивностью и также нуждаются в ингибировании [9].

Традиционные ингибиторы коррозии, используемые в нефтедобыче, малоэффективны для ингибирования таких растворов, и подбор эффективных ингибиторов для подобных систем зачастую представляет сложную проблему. Современные ингибиторы коррозии являются ингибиторами смешанного типа, т.е. замедляют как катодную, так и анодную реакции на поверхности металла.

В нефтедобывающей промышленности ингибиторы подразделяют на нефтерастворимые, водорастворимые и вододиспергируемые.

Выбор типа реагента в основном зависит от того, какова структура ГЖС в защищаемом объекте.

Так, нефтерастворимые ингибиторы образуют более прочную защитную пленку на металле, чем водорастворимые [7] и предпочтительны в системах с эмульсионным режимом течения, а также при периодических ударных обработках. Применение нефтерастворимых ингибиторов по технологии постоянного дозирования через затруб не рекомендуется вследствие их накопления в нефтегазовом слое.

Водорастворимые ингибиторы коррозии эффективны в условиях расслоения ГЖС в трубопроводах, но не рекомендуются для защиты ВСО, т.к. их использование может привести к локальной язвенной коррозии [2].

Наиболее эффективно для защиты ВСО применение вододиспергируемых ингибиторов коррозии, обладающих высокой способностью перехода из нефтяной фазы в водную фазу [5].

При применении технологий ингибиторной защиты на скважинах с высоким выносом механических примесей и значительными скоростями ГЖС

эффективность ингибирования может значительно снизиться за счет гидроабразивного воздействия потока на пленку ингибитора [11].

Анализ литературных данных, а также результатов лабораторных исследований и опытно-промышленных испытаний (ОПИ) ингибиторов коррозии, проведенных авторами, позволил составить таблицу критериев применимости различных технологий ингибирования коррозии скважинного оборудования в зависимости от скорости ГЖС в скважине и количества взвешенных частиц (КВЧ) в добываемой продукции.

В последнее время получают распространение технологии применения капсулированных ингибиторов, позволяющие обеспечить пролонгированный вынос ингибитора из скважины. При этом разные фирмы предлагают различные разновидности данной технологии. Так, капсулированный ингибитор Auracor C101 фирмы Baker Petrolite обладает плотностью, позволяющей находиться капсулам на границе раздела фаз «пластовая вода – нефть». При этом капсулы растворяются в углеводороде, а ингибитор – в воде. Капсулированный ингибитор коррозии Encaptron 95 фирмы Champion Technologies представляет собой водорастворимый ингибитор с плотностью больше 1, который можно опустить в ЗУМПФ.

В настоящее время основные производители нефтепромышленной химии в России также имеют в своем ассортименте капсулированные ингибиторы коррозии. Разновидности технологии отработаны в различных условиях и показали свою эффективность на фонде малодебитных скважин [3].

В последние годы получили распространение ингибиторы комплексного действия (ИКД), позволяющие эффективно бороться одновременно с двумя видами осложнений скважинного оборудования: коррозией и солеотложениями.

Авторами проведены лабораторные испытания большого количества ИКД отечественного производства для условий углекислотной коррозии и выпадения карбонатных солей. В ходе работ подобраны реагенты,

позволяющие достичь эффективности ингибирования коррозии 90 % и более, эффективности ингибирования солеотложений – до 100 %.

Проведены ОПИ наиболее эффективных реагентов на нескольких месторождениях Останинской группы Томской области по различным технологиям. Применение ИКД наиболее эффективно на скважинах с обводненностью более 80 %.

Для защиты всего ВСО, включая ПЭД и электроцентробежные насосы (ЭЦН), от коррозии и солеотложений необходимо применение ИКД по технологии непрерывного дозирования с использованием капиллярной трубки или по технологии закачки ингибитора в призабойную зону пласта.

При подборе ингибиторов коррозии для различных технологий в настоящее время учитываются не только физико-химические характеристики и защитное действие ингибиторов, но также их совместимость с другими реагентами, применяемыми на объекте эксплуатации [8], а также такие параметры, как время последствия пленки ингибитора, предельное напряжение сдвига для срыва пленки, способность противостоять локальной коррозии, коэффициент распределения между нефтяной и водной фазами, термостабильность и ряд других [11].

Технологические методы защиты.

Из технологических методов защиты, получивших распространение в последнее время, можно отметить следующие: применение скважинных дисковых фильтров, которые в отличие от щелевых фильтров обладают более высокой удельной площадью фильтрации [3], использование вихревых газосепараторов для удаления газов [3] и диспергирующих модулей для подготовки однородной ГЖС

Защитные покрытия

Неметаллические покрытия. При большом выборе защитных покрытий (российских и импортных) лишь некоторые из них могут успешно использоваться в условиях, в которых работает ВСО - высокое давление и температура, большой расход, агрессивная среда, вынос механических

примесей, «задиры» при спускоподъемных операциях (СПО). На месторождениях Останинской группы Томской области были испытаны различные типы полимерных защитных покрытий [12]. Наибольшую надежность при испытании на скважинах в качестве внутреннего покрытия НКТ показывают эпоксидно-фенольные покрытия. Выбор был сделан в пользу применения на месторождении НКТП серии ТС3000F, которые показывают их высокую эффективность в борьбе, как с коррозией, так и с солеотложением. Применение трубной продукции с покрытиями серии ТС3000F приводит к многократному росту наработок колонн НКТ. Применение производится с использованием специальных межнипельных вставок(стримеров), предназначенных для защиты торцевой части ниппеля НКТП от коррозии, связанной с завихрением потока в межнипельном пространстве.

Металлизационные и комбинированные покрытия.

Комбинированные покрытия (металл + полимер) обеспечивают дополнительную надежность защиты основной конструкции за счет интерметаллидного протекторного слоя [4].

Для защиты корпусов ПЭД и ЭЦН используют металлизационные покрытия, т.к. они обладают лучшей теплопроводностью и большей износостойкостью, что, в свою очередь, позволяет в разы увеличить наработку установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) до отказа [9].

В состав металлизационных покрытий обычно входят элементы с высокой коррозионной и абразивной стойкостью (хром, никель, титан, медь и др.). Для защиты внутренней поверхности муфт используется термодиффузионное цинкование, обеспечивающее протекторную защиту основного металла, а также стойкость резьбы к «задирам».

Коррозионностойкие стали.

Традиционно используемые в качестве материала для изготовления НКТ легированные марганцем стали не стойки к локальной коррозии в водных растворах хлоридов при наличии растворенного углекислого газа. Добавка

хрома способствует существенному снижению скорости углекислотной коррозии.

Добавка 1,0 % хрома способна снизить скорость коррозии в 1,5–2,0 раза, добавка 5 % хрома – в 3–5 раз. Добавка 12–14 % хрома переводит сталь в состояние «нержавеющей», повышая коррозионную стойкость в десятки раз. Кроме того, хромистые стали более устойчивы к высокотемпературной коррозии и абразивному износу, чем углеродистые и низколегированные стали. В последние годы НКТ из хромосодержащих сталей находят все большее распространение в нефтяных компаниях для защиты от CO₂-коррозии как в условиях высоких температур эксплуатации, так и в условиях выноса большого количества механических примесей [8]. Состав и содержание легирующих элементов для коррозионностойких сталей подбираются в зависимости от условий эксплуатации, определяемых в основном содержанием CO₂ и H₂S, в соответствии с матрицами применимости [9].

Хромистые трубы не стойки к воздействию соляной коррозии [4], поэтому НКТ из них не рекомендуется устанавливать в скважины, где для удаления солеотложений используются СКО.

Применение неметаллического оборудования.

Стеклопластиковые трубы. Полимерные (стеклопластиковые) трубы высокого давления считаются альтернативой металлическим, поскольку они позволяют полностью избежать коррозии. На сегодняшний день накоплен огромный опыт эксплуатации стеклопластиковых НКТ на нагнетательных скважинах систем поддержания пластового давления в нефтяных компаниях России и ближнего зарубежья. Отработаны технологии по применению НКТ на добывающих скважинах нефтяных компаний [15].

Электрохимическая защита (ЭХЗ).

Протекторная защита. Для защиты подземного скважинного оборудования, работающего в контакте с CO₂- и H₂S-содержащими средами, рекомендуется применение протекторных сплавов на основе магния, цинка и алюминия. Промысловые испытания свидетельствуют об относительной

эффективности применения протекторных устройств для защиты ВСО [18]. Для защиты корпуса УЭЦН протектор прикрепляется снизу к ПЭД, для защиты внутренней поверхности НКТ протекторные вставки устанавливаются в зоне муфтовых соединений.

Применение станций катодной защиты (СКЗ)

ЭХЗ с применением СКЗ обычно успешно используется для защиты от внешней коррозии эксплуатационных колонн при их контакте с агрессивными пластовыми водами или наличии внешнего источника электрокоррозии [19]. Электрохимическая защита с применением четвертой жилы кабеля позволяет осуществить также защиту от коррозии корпуса УЭЦН [17]. К ограничениям в применении катодной защиты можно отнести большую энергоемкость применения СКЗ, сложность обеспечения защитного потенциала на всей поверхности ВСО.

Таким образом, в современных условиях нефтедобывающие предприятия не ограничиваются применением какой-нибудь одной технологией защиты, а используют комплекс мероприятий [10] в соответствии с их критериями применимости и технико-экономической целесообразностью.

1.3.2 Методы и технологии борьбы с солеотложениями

Методы предотвращения отложения неорганических солей в нефтепромысловом оборудовании [5]:

- технологические (использование вод совместимых с пластовой, ограничение притока воды в добывающие скважины, отдельный отбор и сбор жидкостей, рациональный режим работы скважин).

- физические (использование магнитных, электрических и звуковых полей для обработки пластового флюида).

- химические (разные способы ингибирования скважин, кислотных обработок и обработок растворителями).

- применение оборудования с защитным покрытием с низкой адгезией к соли на поверхности.

Основные преимущества и недостатки наиболее популярных технологий борьбы:

«Постоянное дозирование ингибитора солеотложений (ИС) в затрубное пространство скважины через скважинную установку дозирования реагента (СУДР). Технология метода заключается в подаче ингибитора в постоянном режиме с помощью наземной дозирующей установки» [7,8]. Реагент поступает на приём УЭЦН под действием силы тяжести так как плотность реагента больше плотности жидкости в затрубном пространстве. Технология применима при обводненности продукции скважин от 5 до 100 % и объемном дебите жидкости от 0,9 до 300 м³/сут. При более высоких дебитах происходит снижение эффективности закачки из-за быстрого выноса ингибитора из зоны ЭЦН. Технология имеет широкое распространение при добыче нефти в связи с высокой эффективностью. Недостатком технологии является то, что она защищает в скважине только некоторые области, в частности, область насоса и выше него. Незащищенными остаются призабойная зона, забой скважины и область ПЭД в скважинах, оборудованных УЭЦН. Технология рекомендуется к применению для скважин с невысокой интенсивностью отложений солей.

Постоянное дозирование ингибитора солеотложений в затрубное пространство с применением СУДР по импульсной трубке намного эффективней технологии, описанной выше. Она устраняет все ее недостатки. «Благодаря импульсной трубке, которая подает ингибитор на прием насоса и интервал перфорации, данный способ борьбы защищает призабойную зону скважины, значительно снижая риск уменьшения ФЕС. Защищает ПЭД и, как следствие, риск прихвата при спускоподъемных операциях (СПО). А также более эффективно воздействует на рабочие органы УЭЦН. Недостатком данной технологии является увеличения капиталовложений при ремонте и монтаже импульсной трубки» [12].

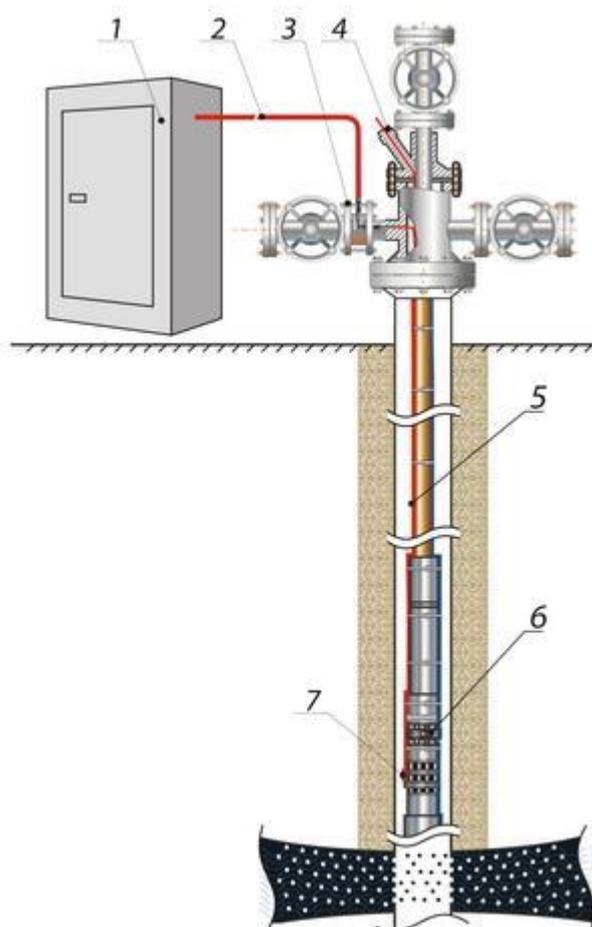


Рисунок 1.10 – Подача химического реагента на забой скважины

«Технология периодического дозирования ингибитора солейотложений в затрубное пространство скважины нашла широкое применение на объектах нефтедобычи. Принцип технологии заключается в периодических закачках ингибитора в затрубное пространство скважины с временным интервалом, зависящим от производительности скважины, один раз в 15 или 30 дней. Технология применяется на скважинах с малым дебитом, где отсутствуют условия быстрого выноса всего объема ингибитора. При использовании данной технологии существуют два способа доставки реагента на прием УЭЦН – из затрубного пространства и с забоя скважины. [8].

Обвязка цементировочного агрегата (ЦА-320) производится подсоединением выкидной линии к задвижке внешнего затруба скважины (рисунок 1.11). Автоцистерной с раствором реагента соединится со всасывающей линией ЦА-320. Не останавливая работу погружного

скважинного насоса, производят закачку раствора ингибитора в затрубное пространство скважины, не поднимая давление выше 30–40 кгс/см².

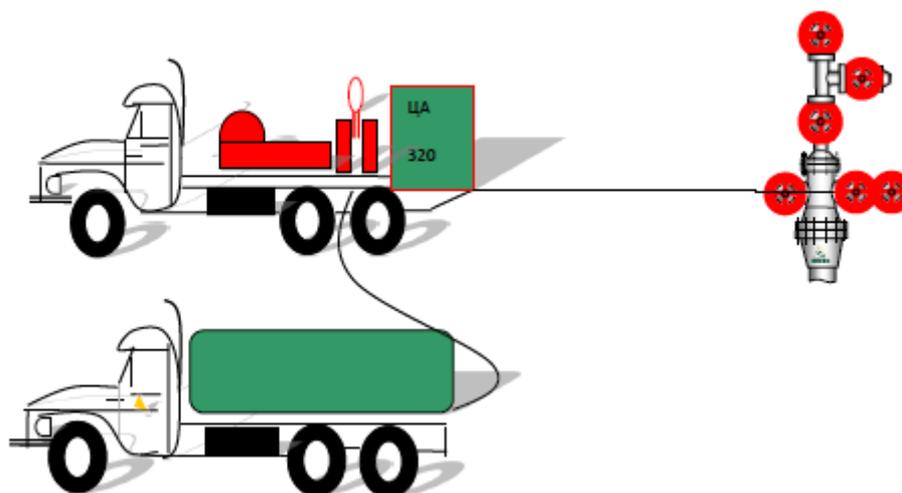


Рисунок 1.11 – Схема обвязки оборудования при периодическом дозировании ингибитора

Основные преимущества метода закачки: защита трех зон солеотложения из четырех – эксплуатационная колонна (ЭК), УЭЦН, НКТ и наземное оборудование. Отсутствие дополнительных затрат на дозирующее оборудование, его монтаж и обслуживание. Недостатками являются: повышенный расход ингибитора, ограниченность успешного использования на эксплуатационных скважинах, нестабильный расход реагента.

«Задавка ингибитора солеотложений в пласт под давлением (технология SQUEEZE-соли). Технология заключается в задавливании пачки ингибитора в призабойную зону пласта, где он адсорбируется и удерживается на поверхности породы. В процессе фильтрации жидкости через ПЗП протекает постепенный процесс десорбции, ингибитор высвобождается и с пластовой жидкостью поступает в скважину, обеспечивая условия предупреждения отложения солей. Для подготовки поверхности породы, удаления уже отложений рекомендуется совмещать задавливание в пласт с небольшой по объему кислотной обработкой скважины. Этот прием, одновременно, позволяет увеличить проницаемость ПЗП и облегчает процесс доставки ингибитора в пласт» [8].

Проведение работ по задавке ингибитора в пласт происходят во время работ бригад КРС согласно план-графику работ. Работы по задавливанию ингибитора выполняются на скважине:

- с наличием ЗУМПФ (открытый интервал перфорации);
- с исправной подвеской НКТ (отбракованная, прошаблонированная), спущенной в интервал перфорации;
- с исправным состоянием ЭК;

Технология SQUEEZE-соли используется во время глушения скважины при КРС, а также при проведении обработок призабойной зоны (ОПЗ) кислотными растворами.

Давление закачки определяется параметрами приемистости пласта и не должно превышать давления опрессовки ЭК скважины» [9].

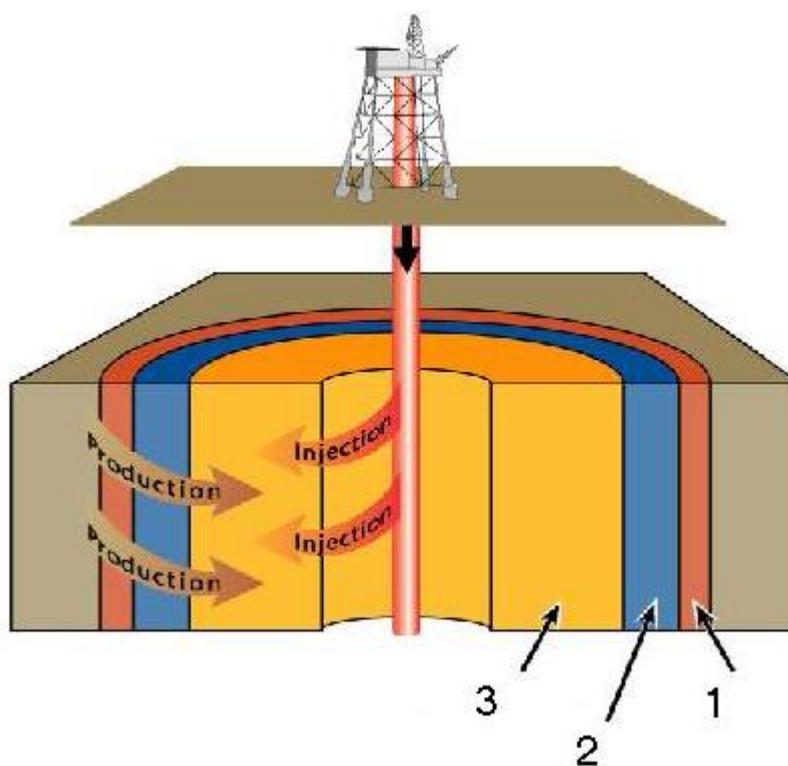


Рисунок 1.12 – Схема закачки ингибирующего состава

1 подача - 15% раствор соляной кислоты;

2 подача - 5% раствор ингибитора;

3 подача - продавочная жидкость для задавки ингибитора в удаленную зону пласта.

Защита призабойной зоны скважины (ПЗС), ЭК до уровня насоса, насосного погружного оборудования, НКТ и наземных коммуникаций являются основными преимуществами данной технологии закачки.

Недостатки данной технологии: необходимость продавки ингибитора в удаленные зоны пласта водным раствором и его контакт с ПЗП в дальнейшем может затруднить вывод скважины на режим; недолговременный эффект защиты и дополнительные простои скважины. Для скважин, работающих в интенсивном режиме технология не рекомендуется поскольку сокращается продолжительность эффекта защиты.

Погружной скважинный контейнер (ПСК) с ингибитором солеотложений. При использовании данной технологии, в скважину устанавливается система перфорированных трубных секций, заполненных ингибирующей солеотложение композицией» [7,10]. Определенная скорость доставки ингибитора (обычно растворенного в водной среде) обеспечивает необходимую рабочую концентрацию в пластовой воде на длительное время (до 400 суток). Контейнер крепится к нижней части погружной установки. Одно из технологических ограничений связано с максимальной нагрузкой на колонну. Исходя из этого, учитывая массу и состав заданного реагента, и желаемое время защиты оборудования, можно оценить предел технологической применимости по расходу жидкости. Преимуществами данной технологии является гарантированное присутствие ингибитора солеотложений в продукции скважин, также нет необходимости постоянного обслуживания дозирующих устройств. Недостатки применения ПСК: сложность точной дозировки ингибитора; быстрое расходование ингибитора при высоком дебите жидкости (более 80 м³/сутки); увеличение времени на ремонт скважины в связи с заправкой контейнера. Необходимую концентрацию ингибитора на выходе скважинной продукции при обводненности скважин от 20 до 80% обеспечивает ограниченная растворимость состава реагента.

Капсулированный ингибитор солеотложений, размещаемый в ЗУМПФ скважины. Ингибитор размещается в ЗУМПФ скважины при проведении

ремонтных работ бригад КРС согласно плану работ [7,11] в виде блоков или капсул, обеспечивающих его равномерный вынос в скважину. Главное технологическое ограничение использования данной технологии является количественная норма по массе ингибитора, размещаемого в ЗУМПФ скважины. Исходя из максимальной массы размещаемого ингибитора можно оценить применимость данной технологии. Ингибирующий состав может обеспечить необходимую концентрацию ингибитора при обводненности скважин от 15 до 90 %.

Осложнения, вызванные образованием неорганических солевых отложений на погружном скважинном оборудовании добывающих скважин, являются одними из ключевых негативных явлений в процессах добычи нефти. Наличие солеотложений, как правило, приводит к преждевременным отказам установок электроцентробежных насосов (заклинивание), повышению гидравлических сопротивлений при движении флюида по НКТ вследствие сужения проходного сечения, осложнению и увеличению продолжительности работ по текущему и капитальному ремонту скважин.

В настоящее время на месторождениях «Газпром добыча Томск» более 40 % действующего добывающего фонда скважин осложнено образованием кальцита.

Каждая технология борьбы с осложнениями, применяющаяся на нефтяных месторождениях, имеет свои условия, границы применения в связи с чем поиск и оптимизация методов и технологий защиты от солеотложений для конкретных скважин и условий является актуальной задачей.

Использование альтернативных товарных форм нефтепромысловых реагентов – своеобразный тренд последних десятилетий. Переход от традиционных жидких форм к иным обусловлен запросом отрасли на оптимизацию затрат и поиск нишевых решений для конкретных производственных задач. К примеру, борьба с солеотложением и коррозией на малодебитном фонде требует сокращения затрат из-за низкой рентабельности эксплуатации; здесь приемлемыми вариантами могут стать периодическое

дозирование, использование реагентов комплексного действия (ингибитор коррозии + ингибитор солеотложений), применение разбавленных водных растворов реагентов, отказ от непрерывного дозирования [1] для снижения затрат на обслуживание дозирующих установок. В обзоре [2], посвященном разработке и испытаниям наноматериалов для борьбы с солеотложениями на нефтяных месторождениях, описываются современные подходы, заключающиеся в применении наноэмульсий, нанокапсул и наночастиц. Показывается не только существенная новизна методов и предлагаемых композиций, но и выгодные отличительные особенности – повышенная термостабильность, устойчивость к воздействию скважинных флюидов, отсутствие негативного воздействия на проницаемость продуктивного коллектора, а также экологичность.

Описан подход по модификации керамических пропантов для ГРП с ингибиторами солеотложений. При опытно-промысловых испытаниях и промышленном применении фиксировался длительный вынос реагента 3-4 года [4].

Капсулированные ингибиторы являются относительно новым типом реагентов, применяемых для защиты скважин [6].

Капсулированный ингибитор применялся для борьбы с солеотложением на месторождении Гавар компанией Saudi Aramco [7]. В публикации указывается, что незначительные концентрации активного вещества, выносимого из капсул, – 0,5 мг/л и менее – обеспечивают эффективную защиту скважин до 5 лет при снижении затрат на 38 % в сравнении с классическим ингибированием.

В патенте 2019 года [10] отмечается важность применения саморазлагающихся материалов стенки капсул, в результате чего не происходит негативного влияния на проницаемость пласта и осуществляется постепенный вынос реагента.

Результаты опытно-промысловых испытаний капсулированных ингибиторов иностранных производителей подтвердили высокую

эффективность, однако в тоже время отмечена и высокая стоимость, что делало их применение экономически не эффективным в сравнении с традиционными технологиями, вследствие чего данный метод защиты не получил широкого распространения. С учетом положительных результатов российскими производителями были разработаны собственные марки капсулированных продуктов [11], а также проведены их опытно-промышленные испытания [12].

Производителями отмечаются следующие особенности в применении: дебит скважины не более 100–150 м³/сут (по воде), неприменимость в горизонтальных скважинах, необходимость ЗУМПФа для размещения капсул. Стоимость капсулированных продуктов также существенно выше стоимости традиционных жидких форм ингибиторов.

Для оценки эффективности и принципиальной возможности применения капсулированного ингибитора солеотложений DESCUM-2 марка WSC в период с 2018 по 2020г. на месторождениях «Газпромнефть-Восток» были проведены опытно-промышленные испытания.

В качестве ключевых показателей эффективности (КПЭ), определяющих возможность применения испытуемого реагента для защиты внутрискважинного оборудования от солеотложений, при проведении ОПИ были определены:

- отсутствие коррозионного воздействия на погружное оборудование;
- отсутствие отказов погружного скважинного оборудования из-за солеотложений;
- отсутствие солеотложений на ГНО по результатам демонтажа (в случае подъема оборудования в период ОПИ);
- отсутствие отказов по причине засорения внутрискважинного оборудования капсулированным реагентом;
- наличие ингибитора солеотложения в пластовой жидкости при анализе остаточного содержания во время проведения испытаний (среднее значение в течение месяца не менее 2 мг/л);
- отсутствие негативного влияния на подготовку нефти и воды.

Загрузка капсулированного реагента в скважины проводилась в рамках операций по ТКРС непосредственно перед спуском УЭЦН. В скважину засыпался расчетный объем капсулированного ингибитора солеотложений (из расчета на 1 год защиты). После загрузки реагента производилась продавка реагента подтоварной водой в объеме 10 м³. Далее производился спуск погружного оборудования с последующим запуском скважины в работу.

В период проведения ОПИ контролировалась стабильность работы скважин, отбирались пробы жидкости для оценки остаточного содержания ингибитора солеотложений. За все время проведения работ значения остаточного содержания ингибитора солеотложений не опускались ниже критического уровня в 2 мг/л.

Полученные результаты показали, что применение капсулированного реагента не во всех случаях экономически эффективнее «классической» технологии постоянного ингибирования. В частности, отрицательный экономический эффект наблюдается на высокодебитных скважинах. Граничным значением дебита воды, при котором сохраняется экономическая целесообразность применения капсулированного реагента, является дебит 38 м³/сут. В случае превышения данного значения применение капсулированного реагента экономически нецелесообразно.

При подведении итогов испытаний была проведена оценка всех видов выполненных работ, выявлены основные достоинства и недостатки испытанного капсулированного ингибитора солеотложений и рассматриваемой технологии защиты (загрузка капсулированных реагентов в ЗУМПФ).

Достоинства:

- эффективность реагента;
- отсутствие коррозионного воздействия на погружное оборудование;
- возможность оперативной организации защиты скважин (малый объем необходимого реагента, упрощающий доставку на автономный объект, отсутствие зависимости от инфраструктуры);

- отсутствие необходимости в дорогостоящем дополнительном оборудовании;

- отсутствие необходимости в обслуживании оборудования;
- удобство загрузки капсул при проведении ремонтных работ;

Были отмечены основные недостатки:

- сложности с определением остаточного содержания ингибитора солеотложений в попутно добываемой воде.

- проблема «дозагрузки» ингибитора без подъема погружного оборудования;

- ограничение применения реагентов в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах;

Проведенные опытно-промысловые испытания признаны успешными и капсулированный ингибитор солеотложений был рекомендован к промышленному применению для защиты ВСО от солеотложений на месторождениях «Газпромнефть-Восток».

Акустический излучатель.

Принцип действия акустического излучателя заключается в создании колебаний, предотвращающих образование кристаллов солей, срывая мелкие кристаллы с поверхности оборудования. К недостаткам можно отнести сложную конструкцию. Кроме того, метод не предотвращает образование солей, а переносит образование солей в продукцию. Результаты и в этом случае также неоднозначны. [10].

Магнитные индукторы (принцип действия основан на работе постоянных магнитов).

Под действием магнитного поля растворенные соли меняют свою структуру, не осаждаются в виде твердых отложений, выносятся как мелкодисперсный кристаллический «шлам». К преимуществам данного метода относится простота конструкции, к недостаткам – необходимость монтажа подъемного оборудования, необходимость обработки продукции до начала

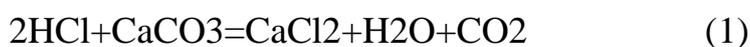
кристаллизации солей, то есть, невозможность применения при солеобразовании в призабойной зоне пласта. [10].

При высокой интенсивности солеотложений и невозможности решения проблемы одним методом используют комплексную защиту ГНО для усиления эффекта.

В случаях, когда предотвратить отложение солей не удалось приходится прибегать к методам удаления солеотложений.

«Наиболее популярный и эффективный способ — это промывка ГНО кислотными составами, использование кислотных ванн и очистка механическими способами» [5,8].

Так как отложения солей на месторождениях Останинской группы Томской области в основном являются карбонатные осадки, в качестве удаляющего реагента используется распространенная и дешевая соляная кислота. При взаимодействии соляной кислоты с карбонатом кальция протекает следующая химическая реакция, сопровождающаяся переводом нерастворимого в воде осадка в водорастворимую соль:



Хлористый кальций (CaCl_2) – хорошо растворимая в воде соль. Углекислый газ (CO_2) при пластовом давлении растворяется в воде.

Удаление солей из разных зон солеотложения производится различными методами. В настоящее время не существует универсального метода, позволяющего удалить соли одновременно из всех зон.

Удаление при работе насосного оборудования путем подачи раствора соляной кислоты в затрубное пространство скважины. Основное требование к такому способу обработки - использование слабо концентрированного раствора кислоты - максимум 6%. Основная опасность - возможность кислотного контакта с броней питающего кабеля.

Обязательным условием удаления отложений в насосном оборудовании является обязательная промывка скважины раствором ПАВ для удаления оставшегося кислотного состава. Кроме того, ПАВ покрывает поверхность

оборудования и предотвращает отложение солей в ближайшем будущем после обработки.

Для более длительного эффекта ингибирования в состав промывочной жидкости добавляют ингибитор солеотложений.

Методы удаления солеотложений:

- технологическая промывка по графику ГНО с растворителем (кислотные составы);
- кислотные ванны для очистки ПЗП;
- использование специального инструмента при КРС (скребок, скрепер и др.).

Технологические методы удаления солеотложения должны быть быстрыми, эффективными, не деструктивными по отношению к скважине, трубам и продуктивному пласту. Желательно с предотвращением повторного отложения солей.

2. Анализ текущих методов борьбы с коррозией и солеотложением в нефтных скважинах, оборудованных УЭЦН, на Останинской группе месторождений Томской области

2.1 Общие сведения об Останинской группе месторождений Томской области

Останинская группа месторождений Томской области находится в Парабельском районе Томской области. В тектоническом отношении исследуемая территория приурочена к юго-западному склону Пудинского мегавала, в нефтегазоносном – к Пудинскому нефтегазоносному району Васюганской нефтегазоносной области, лицензионный блок №53.

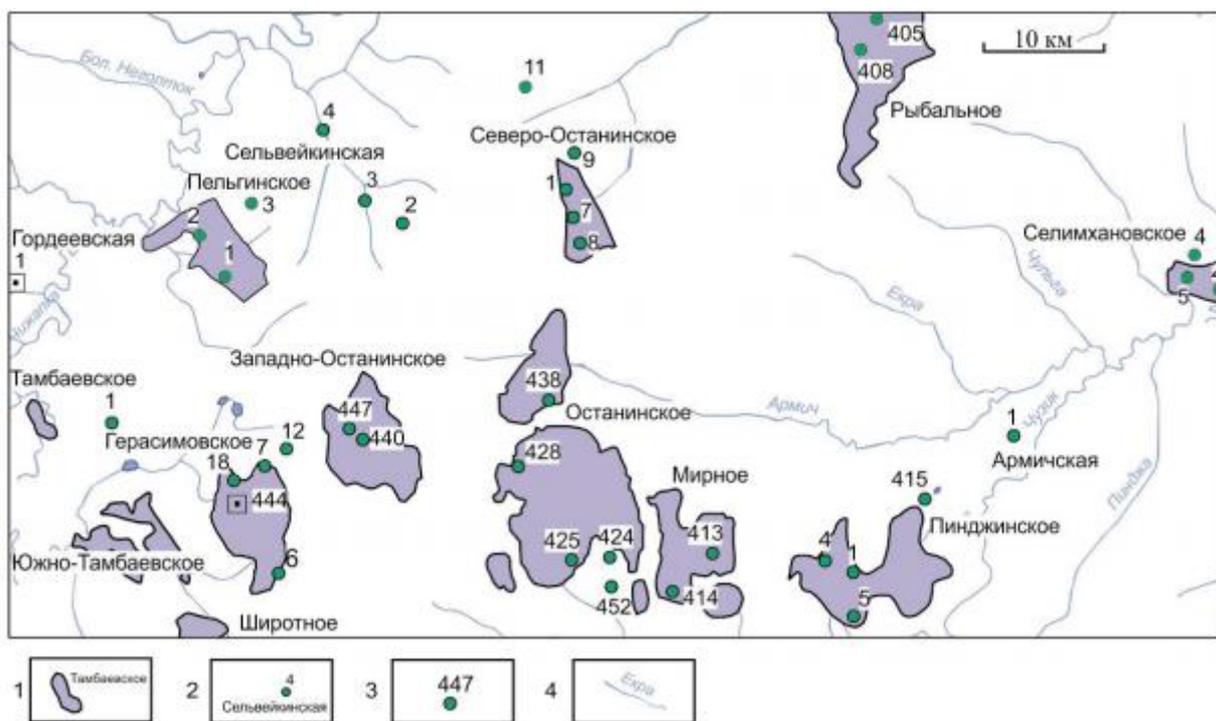


Рисунок 2.1 – Обзорная карта Останинской группы нефтегазовых месторождений Томской области: 1 - контур месторождения УВ; 2 - площадь бурения; 3 - скважина палеотемпературного моделирования; 4 - речная сеть.

Владельцем лицензии ТОМ№00095 НР от 04.09.1998 года на «Право пользования недрами нефтегазоносного Останинского участка» является АО «Томскгазпром». Лицензия выдана Министерством природных ресурсов РФ. Срок окончания действия лицензии – 29 декабря 2021 г. с возможностью корректировки на срок отработки месторождения. В составе Останинской группы пять месторождений: Северо-Останинское (ведётся эксплуатация); Останинское, Мирное, Пинджинское, Рыбальное (в настоящее время ведётся частичная эксплуатация и продолжается процесс бурения);

Залежи углеводородов обнаружены в дезинтегрированных породах кровельной части доюрского фундамента.

Основные запасы нефти, газа и конденсата сосредоточены в пласте М.

На государственном балансе на 01.01.2012 г. числятся запасы нефти по пласту М категории С₁ (геологические/извлекаемые) 2548/1588 тыс.т. (протокол №25 от 11 февраля 1985 г. ЦКЗ Мингео СССР), запасы растворенного газа на балансе не числятся.

Изучаемый разрез палеозойских отложений, к которым приурочен продуктивный пласт на Северо-Останинском месторождении, сложен в основном доломитово-известковистыми карбонатами, органогенного генезиса, глинисто кремнистыми и глинисто-карбонатными породами, с редкими прослоями эффузивов. Что касается непосредственно пласта М, то он приурочен к карбонатным отложениям биогермной постройки, прослеживающийся в керне скважинах №№ 3Р, 5Р, 7Р, 11Р, 3 и 5. Как уже говорилось ранее, продуктивная часть пласта, собственно, как и само понимание пласта М в рамках подсчета запасов, сосредоточена в зоне доломитизации органогенных известняков биогермной постройки.

Литолого-петрографические исследования проведены преимущественно на образцах керна, отобранного из скважин №№ 5Р, 6Р, 7Р, 11Р, 13Р, 3 и 5. По данным литолого-петрографических исследований коллекторы продуктивного пласта представлены чаще всего карбонатными отложениями: известняками органогенно-оолитовыми, доломитами крупно-средне-мелкозернистыми, развитыми по органогенным известнякам, иногда пиритизированными и стилолитизированными. В большей своей части известняки и доломиты сильнотрещиноватые и кавернозные. Известняки часто содержат фауну брахиопод и остракод.

В Табл. 0. представлен основной диапазон изменения параметров минерального состава пород пласта М.

Табл. 0.1 Диапазон изменения и средний минеральный состав обломочной части карбонатных пород Северо-Останинского месторождения

Пласт (кол-во образцов)	Кальцит, %	Доломит, %	Пирит, сидерит, халцедон, %
М (17)	7–100 (80.29)	0–92 (19.41)	0–1 (0.3)

Микротекстура пород пласта М Северо-Останинского месторождения по данным петрографических исследований шлифов описывается как, пятнистая за счет пелитоморфных комков и пятен, а также перекристаллизованных участков, органогенно-обломочная, волнисто-полосчатая (Табл. 0.).

Табл. 0.2 Состав и структурная характеристика пород пласта М по скважинам № 3 и № 5 Северо-Останинского месторождения

Скв.	Глубина	Состав Пород	Структурная характеристика
3	2878.60	основная масса породы сложена доломитом, на долю кальцита приходится не более 10 %, халцедона и пирита - менее 1%.	кристаллическая мелко-среднезернистая с размером индивидов 0,03-0,45 мм, в среднем 0,15-0,2 мм
3	2886.70	основная масса породы сложена доломитом, на долю кальцита приходится около 5-7 %, пирита не более 1%.	кристаллическая мелко-среднезернистая с размером индивидов 0,03-0,35 мм, в среднем 0,15-0,2 мм, в участках перекристаллизации - кристаллы достигают 0,8 мм
3	2894.47	основная масса породы сложена кальцитом (манганокальцитом по РФА) - 85 %, на долю доломита приходится не более 15 %.	оолитовая (до 0,2 мм), пизолитовая (до 1,2 мм), среднекристаллическая (до 0,3 мм, редко до 0,5 мм доломит в кавернах)
3	2895.96	основная масса породы сложена доломитом, кальцита 10-15 %	кристаллическая мелко-среднезернистая с размером индивидов 0,03-0,25 мм, в среднем 0,15-0,2 мм
3	2898.85	основная масса породы сложена кальцитом - 65 %, доломита 35 %.	оолитовая (0,15-0,2, редко до 0,4 мм), пизолитовая (до 1,7 мм), мелко-среднекристаллическая (до 0,3 мм, редко до 0,5 мм доломит в кавернах)
3	2901.00	основная масса породы сложена кальцитом - 85 %, железистого доломита - около 15 %, халцедон - менее 1%	оолитовая (0,15-0,2, редко до 0,4 мм), пизолитовая (до 3,5 мм), среднекристаллическая (до 0,25 мм), микритовая
5	2923.05	кальцит 100 %	в матрице-мелкозернистая (0.01-0.02 мм) в форменных элементах - тонкозернистая (до 0.01 мм) в перекристаллизованных участках - от средне- до грубозернистой (0.07 - 1.2 мм)
5	2925.3	кальцит 100 %	в матрице-мелкозернистая (0.01-0.05 мм) в форменных элементах - тонкозернистая (до 0.01 мм) в перекристаллизованных участках - средне-крупнозернистая (0.05 - 0.6 мм), в единичных зернах - грубозернистая - до 1.7 мм
5	2926.2	кальцит 100 %	в матрице-мелкозернистая (0.01-0.02 мм) в форменных элементах - тонкозернистая (до 0.01 мм) в перекристаллизованных участках - крупно-среднезернистая (0.05 - 0.8 мм)
5	2931.29	кальцит 100 %	мелко-тонкозернистая в матрице в перекристаллизованных участках - средне-крупнозернистая
5	2931.64	кальцит 100 %	мелко-тонкозернистая в матрице и форменных компонентах в перекристаллизованных участках - от среднезернистой до грубозернистой
5	2931.99	кальцит 100 %	в матрице-мелкозернистая (0.01-0.02 мм) в форменных элементах - тонкозернистая (до 0.01 мм) в перекристаллизованных участках средне-крупнозернистая, участками до грубозернистой
5	2932.89	кальцит 100 %	тонко-мелкозернистая (менее 0.01-0.05 мм) в перекристаллизованных участках до крупнозернистых
5	2933.63	кальцит 100 %	в матрице-мелкозернистая (0.01-0.03 мм) в форменных элементах - тонкозернистая (до 0.01 мм) в перекристаллизованных участках средне- до

			грубозернистой (до 1.4 мм)
5	2935.33	кальцит 100 %	мелко-тонкозернистая в основной массе, в перекристаллизованных участках до 1.5 мм
5	2935.66	кальцит 95 - 98 % сидерит 2 - 5 %	тонкозернистая (менее 0.01 мм)
5	2936.87	кальцит 100 %	мелкозернистая в матрице в форменных компонентах - тонкозернистая в перекристаллизованных участках - от среднезернистой до грубозернистой

Из форменных компонентов следует отметить присутствие обломков раковин остракод, обломки иглокожих, микритизированные раковины фораминифер, а также округлые обломки, оолиты и пизолиты пелитоморфного кальцита.

Трещины в породе представлены зубчато-столбчатыми, мелкозубчатыми, зубчато-бугорчатыми стилолитовыми швами, часто заполненными бурым и зеленовато-бурым глинистым веществом и частично гидроокислами железа, нередко стилолитовые швы сопровождаются открытыми трещинами толщиной до 0.2 мм до 1.7 мм.

По структурным характеристикам, размер зерен варьируется от 0.01–0.02 мм до 0.3–0.5 мм, достигающих до 1.5–1.7 мм в перекристаллизованных участках. Пластовые температуры в пределах изучаемого пласта палеозойского возраста (М) изменяются в пределах 103–109 °С

Как видно из Табл. 0., породы преимущественно доломитового состава по структурным характеристикам отличаются увеличением размера зерен, если в среднем кальцит скважины №3 описывается как мелкозернистая порода с размерами зерен 0.01–0.03 мм, за исключением форменных участков, то доломитовые разности скважины №5 уже имеют размер зерен в среднем 0.15–0.2 мм. В результате это косвенно подтверждает заключение, что наиболее продуктивные части пласта М связаны с доломитизированными известняками биогермной постройки. Как известно, при образовании, перекристаллизации кальцита в доломит, размеры агрегатов породы становятся крупнее, плотнее, тем самым высвобождают большее пустотное пространство в породе, увеличивая ее фильтрационно-емкостные свойства.

Всего на месторождении пробурено 28 скважин, 11 из которых эксплуатационные. В процессе разведочного и эксплуатационного бурения, переинтерпретации данных сейсморазведки, лабораторного изучения керна и пластовых флюидов получен большой объем дополнительных геолого-промысловых материалов. Эти обстоятельства обусловили необходимость пересчета балансовых запасов нефти, растворенного газа, газа газовой шапки и конденсата и утверждения их в ГКЗ РФ.

При выполнении работ по подсчету запасов нефти и растворенного газа по состоянию изученности на 01.01. 2012 г. учтены данные переинтерпретации сейсмических исследований, которые легли в основу построения геологических моделей залежей и прогнозирования распространения коллекторов, новые петрофизические исследования керна по двум вновь пробуренным скважинам на Северо-Останинском месторождении, а также исследования глубинных и устьевых проб нефти и газоконденсатные исследования.

Подсчет запасов углеводородов выполнен ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ЦППС НД) в 2012 г. По результатам подсчета запасов (Том 1) было определено, что по типу месторождение содержит запасы нефти, растворенного газа, газа газовой шапки и конденсата. По типу флюидонасыщения месторождение рекомендуется переименовать на нефтегазоконденсатное.

Подсчет запасов производился объемным методом на основе цифровых геологических моделей по категории C_1 . По результатам выполненных работ к категории C_1 отнесены геологические запасы: нефти – 4 915 тыс. т.; растворенного газа – 1 394 млн. м³; «сухого» газа газовой шапки – 1 746 млн.м³; конденсата – 582 тыс.т.

Выполнены работы по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения углеводородов (ТЭО КИН и ТЭО КИК).

На 01.01.2017 г. эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 9 шт. (Северный блок – 5 шт., Южный блок – 4 шт.). Фонд

нагнетательных скважин представлен скважинами №№ 8 и 37 (Южный блок). На скважинах №№ 1г, 2г, 3, 4, 6г, 9, добыча осуществляется с помощью УЭЦН.

Анализ распределения скважин Северо-Останинском месторождении по дебитам жидких углеводородов (ЖУВ) на 01.01.2017г. (таблица 2.1 и рисунок 2.2) показал, что 8 из 9 скважин работают с дебитом ЖУВ менее 20 т/сут., скважина № 3 30т/сут., и скважина № 1Г с дебитом более 40 т/сут.

Таблица 2.1 - Распределение действующего фонда скважин С. по дебитам ЖУВ по состоянию на 01.01.2017 г.

Дебит ЖУВ, т/сут	0-5	5-20	20-40	>40
№№ скв.	5,7	2г, 4, 6г, 9, 27	3	1г
Количество	2	5	1	1

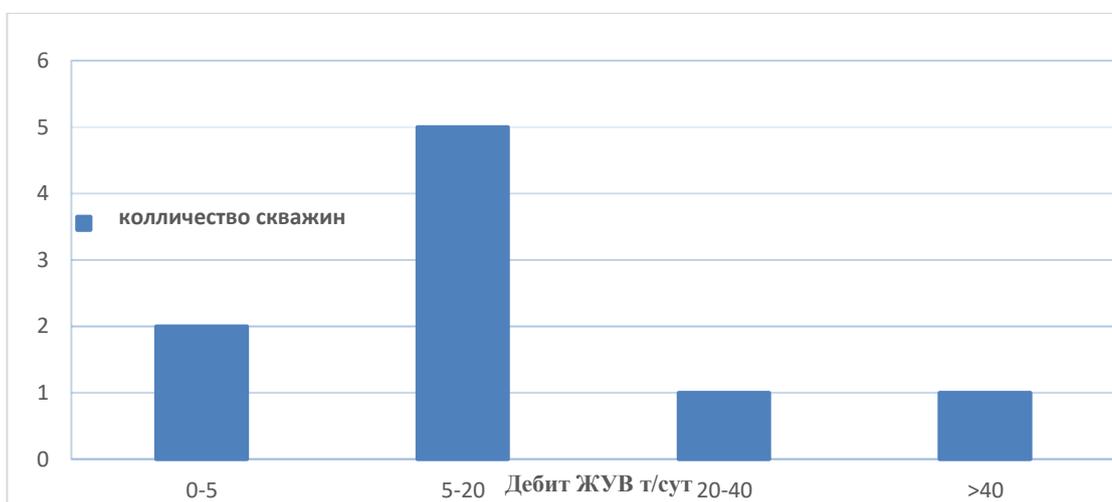


Рисунок 2.2 – Распределение скважин С. месторождения по дебитам жидких углеводородов

Основная добыча ЖУВ С. месторождения обеспечивается скважинами Северного блока. Основными проблемами разработки Северного блока являются снижение пластового давления, как следствие отсутствия системы ППД, и рост обводненности скважин обусловленной естественной трещиноватостью пласта и наличием подстилающего водного горизонта. Динамика обводненности скважин Северного блока представлена на рисунке 2.3.

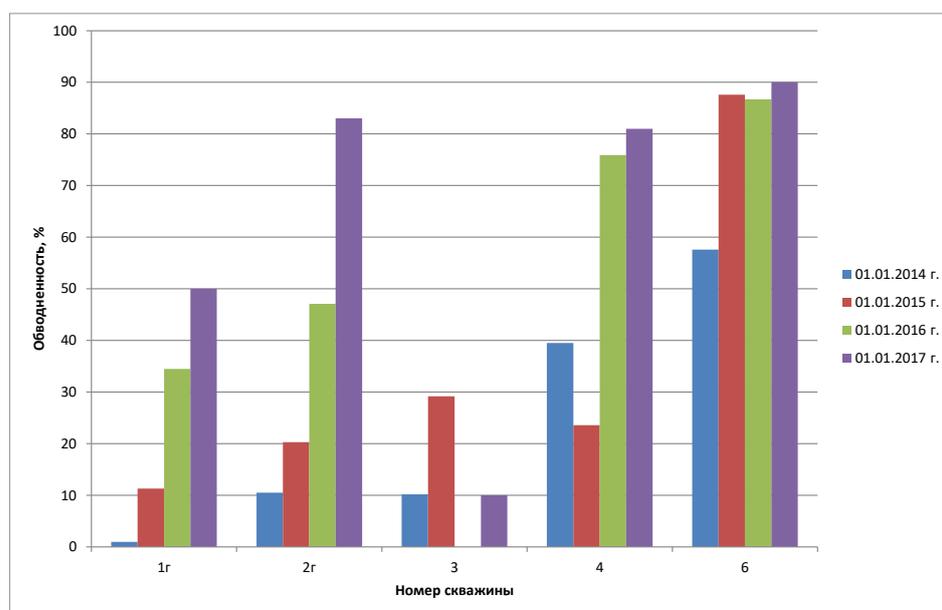


Рисунок 2.3 - Динамика обводненности скважин Северного блока

Как видно из рисунка 2.3 наибольший тренд обводненности имеют скважины №№1г и 2г. Скважины №№ 4 и 6 имеют высокую обводненность с начала работы.

Анализ характеристики работы скважин проводился на базовом фонде – скважинах, которые эксплуатировались в течении всего отчетного периода и на которых не проводилось каких-либо дополнительных мероприятий по интенсификации притока. Из 10 эксплуатационных скважин, пробуренных на Северо-Останинском нефтегазоконденсатном месторождении, базовый фонд составляет 3 скважины: №№ 5, 6г, 27.

Причины выбытия скважин из базового фонда: б/д на начало года – скважины №№ 3, 7; КРС, смена ЭЦН – скв. №№ 1г, 2г, 4, 9.

Характеристика работы базового и общего фонда скважин представлена на рисунках 2.4 - 2.10. 70% суммарного дебита ЖУВ по месторождению на начало года обеспечивалось тремя скважинами Северного блока: №№1г, 3 и 2г. Как видно из представленных рисунков суммарный дебит ЖУВ по месторождению общего и базового фонда начал интенсивно снижаться в апреле, что обуславливается интенсивным ростом обводненности скважины №2г и выбытием ее из добычи в мае. Запуск в работу низкодебитной скважины №7 и добавление ее в общий фонд обусловило расхождение средних дебитов

общего и базового фондов. Запуск в работу скважины №4 с обводненностью 70% в мае немного замедлил темп падения суммарного дебита, но кардинального изменения в текущем на тот момент положении не произошло.

Динамика среднего дебита ЖУВ напротив показывала незначительный рост в начале года связанный с выбытием скважины №4, но начиная с апреля, наметился тренд на снижение среднего дебита общего и базового фонда продолжившийся до июня с сильным проседанием среднего дебита базового фонда в мае связанный с выбытием из него скважин №№ 2Г и 9.

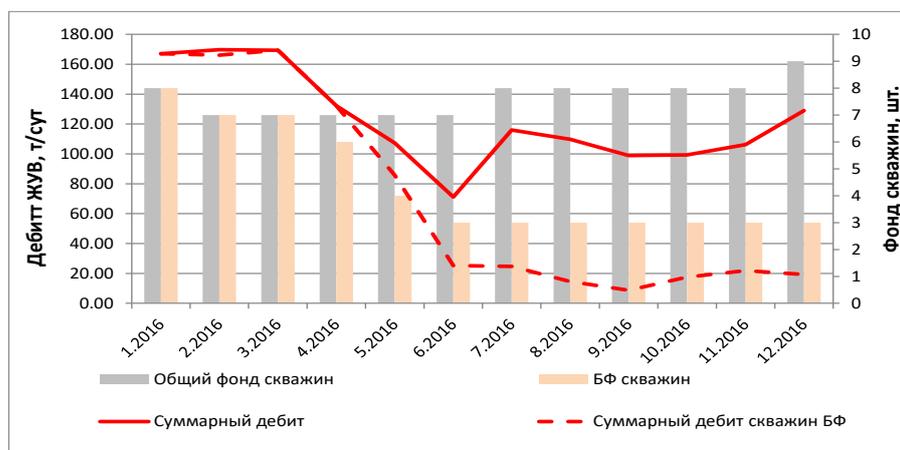


Рисунок 2.4 - Характеристика работы фонда скважин: суммарный дебит жидких углеводородов

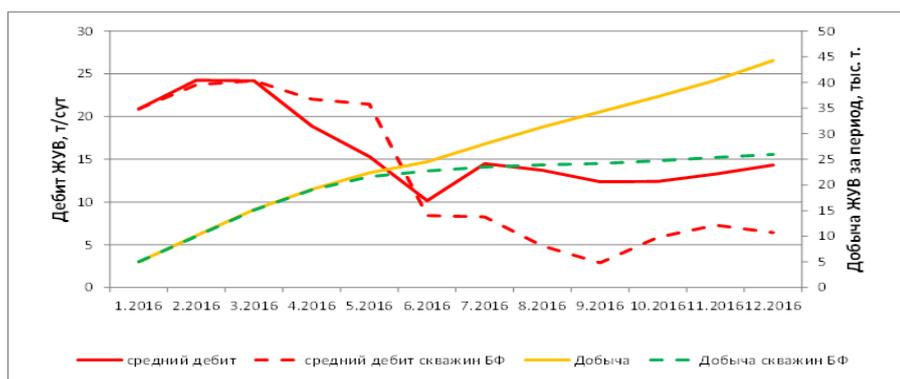


Рисунок 2.5 - Характеристика работы фонда скважин: средний дебит жидких углеводородов

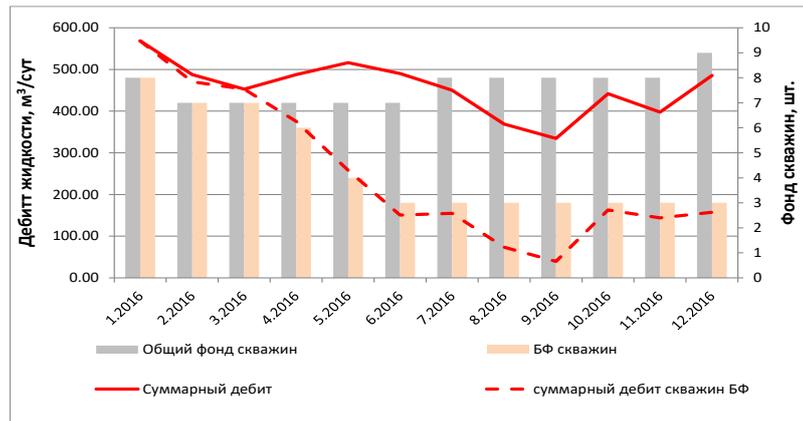


Рисунок 2.6 - Характеристика работы фонда скважин: суммарный дебит жидкости



Рисунок 2.7 - Характеристика работы фонда скважин: средний дебит жидкости



Рисунок 2.8 - Характеристика работы фонда скважин: обводненность

Динамика суммарного и среднего дебита жидкости общего и базового фонда жидкости в начале года определяется добычей жидкости скважинами

№№1г, 2г, 6г. Расхождение дебитов жидкости между общим и базовым фондом объясняется выбытием из базового фонда и добычи скважины №2г в мае, и включением в апреле в общий фонд из бездействия скважины №7 с добычей жидкости в месяц в среднем 3300 т и обводненностью 99%. Средние и суммарные дебиты по жидкости в августе и сентябре снижаются, что связано с регулировкой работы насоса скважины № 6г.

Обводненность скважин в среднем держится на уровне 70-90% и, в целом, имеет тренд к увеличению.

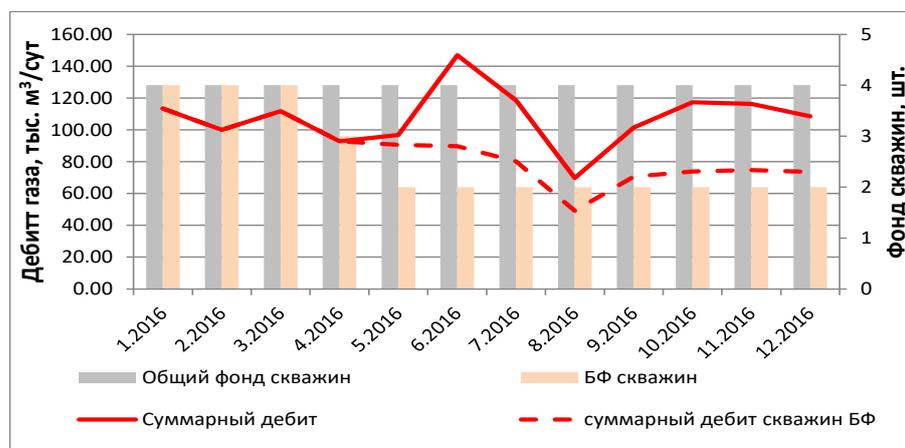


Рисунок 2.9 - Характеристика работы фонда скважин: суммарный дебит газа сепарации



Рисунок 2.10 - Характеристика работы фонда скважин: средний дебит газа сепарации

С января по март 2016 г. динамика суммарного и среднего дебитов общего и базового фонда оставалась приблизительно на одном уровне. Выбытие из базового фонда низкодебитной скважины №37 и вывод из

бездействия низкодебитной скважины №7 с последующим включением ее в общий фонд обуславливают разделение средних дебитов общего и базового фонда, начавшееся в апреле. В тоже время описанные переводы скважин из фонда в фонд никак не сказались на суммарном дебите газа сепарации в виду низкодебитности скважин №№7 и 37. Перевод скв. №9 на ЭЦН в мае спровоцировал вывод скважины из базового фонда и перевод в общий. Эти изменения в фонде заметны как на графике суммарного, так и среднего дебита газа сепарации, где в мае наблюдается рост дебита общего фонда.

2.2 Особенности физико-химических свойств нефти и пластовой воды Останинской группы месторождений Томской области

Произведенный комплекс мероприятий по отбору проб из добывающих скважин кустов №№1,2 для определения физико-химических свойств флюидов Останинской группы месторождений Томской области был произведен по скважинам №3, №5, №7. Пробы отбирались по каждой скважине в интервале 2860-2872м пласта М.

С применением программы PVTi™ на основе компонентного состава пластовой нефти производился расчет физико-химических свойств нефти и газа по скв. № 3Р, № 5Р, № 7Р. После обработки результатов исследований в программе PVTi™ получен расчетный компонентный состав пластовой смеси для региона в районе скв. № 3Р, 5Р, № 7Р.

Газосодержание пластовой нефти скв № 3Р равно 107 м³/т, объемный коэффициент – 1,31, вязкость – 1,17 мПа·с, плотность в поверхностных условиях 850,8 кг/м³.

Нефть, полученная из скв. № 5Р, легкая (плотность в стандартных условиях 769 кг/м³, в пластовых условиях – не определена), малосмолистая (содержание смол- 3,3% масс.), высокопарафинистая (17 % масс.), содержание серы не определено, кинематическая вязкость при 50°С – 1,7 мПа·с.

Из скв. № 7Р получена смесь нефти и газа, промышленный газовый фактор равен $1791 \text{ м}^3/\text{м}^3$, плотность в пластовых условиях – $662 \text{ кг}/\text{м}^3$, после сепарации – $850,8 \text{ кг}/\text{м}^3$, вязкость в пластовых условиях – $0,077 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, вязкость после сепарации – $6,6 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, объемный коэффициент составляет $1,817$, газосодержание составляет $408,5 \text{ м}^3/\text{т}$.

В таблицах 2.3 и 2.4 представлены физико-химические свойства нефти и компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти на Останинской группе месторождений Томской области.

Таблица 2.3 – Физико-химические свойства нефти на Останинской группе месторождений Томской области

Наименование	Единица измерения	Значение
1	2	3
Плотность нефти в пластовых условиях	$\text{кг}/\text{м}^3$	661,0-706,7
Плотность нефти в стандартных условиях	$\text{кг}/\text{м}^3$	769,0-852,8
Вязкость пластовой нефти	$\text{мПа}\cdot\text{с}$	0,077-1,17
Вязкость нефти в стандартных условиях		
при 20°C	$\text{мПа}\cdot\text{с}$	2,4-6,6
при 50°C	$\text{мПа}\cdot\text{с}$	1,6-1,8
Массовое содержание (среднее значение):		
серы	% массов	-
смола силикагелевых	% массов	3,3
асфальтенов	% массов	следы
парафинов	% массов	17
Выход фракций		
100°C	% об.	35
150°C	% об.	41
200°C	% об.	56
250°C	% об.	67
300°C	% об.	82
Газосодержание	$\text{м}^3/\text{т}$	106-407,5
Температура застывания	°C	+5
Объемный коэффициент	доли ед.	1,30-3,23
Коэффициент сжимаемости,	$1/\text{мПа} \cdot 10^{-5}$	1,77-14,0
Давление насыщения газом	мПа	20-22
Шифр технологической классификации по (ГОСТ, ОСТ)	Нефть легкая с незначительной вязкостью высоко парафинистая	

Таблица 2.4 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти на Останинской группе месторождений Томской области

Наименование	Молекулярная концентрация, %		
	Выделившийся газ	Сепарированная нефть	Пластовая нефть
Сероводород	-	-	-
Двуокись углерода	1,26-1,32	0,02	0,68-1,21
N ₂ + редкие	0,52-0,54	-	0,08-0,28
CH ₄	78,62-82,61	0,2-0,12	42,79-67,26
C ₂ H ₆	6,06-6,17	0,19-0,39	3,38-7,34
C ₃ H ₈	5,45-6,50	0,81-2,21	3,91-6,94
i-C ₄ H ₁₀	1,36-2,78	1,11-2,78	1,69-2,03
n-C ₄ H ₁₀	1,28-2,28	0,6-1,75	1,51-1,61
i-C ₅ H ₁₂	0,44-1,65	1,32-2,0	0,77-1,53
n-C ₅ H ₁₂	0,45-0,78	1,41-2,5	0,73
C ₆ H ₁₄ + остаток	0,25-0,37	87,5-92,75	12,37-42,46
Плотность, кг/м ³	0,860-0,936	850,4-856,7	662,0-706,9

Добыча ЖУВ на месторождении обеспечивается скважинами Северного (кустовая площадка №1) и Южного (кустовая площадка №2) блоков. Основными проблемами разработки являются снижение пластового давления, как следствие отсутствия системы ППД, и быстрый рост процента обводненности скважин обусловленной естественной трещиноватостью пласта и наличием подстилающего водного горизонта.

В настоящее время наибольший рост обводненности наблюдается на скважинах Северного блока №№1г, 2г, 3г. Скважина №1г-90%; скважина №2г-86%; скважина №3г-96% соответственно. Скважины №№ 4 и 6 имеют высокую обводненность около 70% с начала работы. По скважинам Южного блока №№27г, 7, 5, 37 также происходит рост процента обводненности, но менее быстрый. Скважина №27г-75%; скважина №7-60%; скважина №5-57%; скважина №37-72%; Анализ характеристики работы скважин Северного и Южного блоков проводился в течении всего отчетного периода и на скважинах не проводилось каких-либо дополнительных мероприятий по интенсификации притока.

С ростом процента обводненности по скважинам месторождения усиливается и вынос механических частиц из продуктивного пласта. Отбор проб производится согласно графику по каждой скважине. После проведения лабораторного анализа отобранных проб получены расчётные данные по КВЧ в ГЖС.

Таблица 2.5 – Расчётные данные по КВЧ в ГЖС на скважинах Северного и Южного блоков

№ скважины	Единица измерения	Значение
1	2	3
Скважина №1г (Северный блок)	мг/дм ³	764
Скважина №2г (Северный блок)	мг/дм ³	457
Скважина №3г (Северный блок)	мг/дм ³	608
Скважина №4 (Северный блок)	мг/дм ³	602
Скважина №6г (Северный блок)	мг/дм ³	468
Скважина №27г (Южный блок)	мг/дм ³	584
Скважина №5 (Южный блок)	мг/дм ³	632
Скважина №7 (Южный блок)	мг/дм ³	753
Скважина №37 (Южный блок)	мг/дм ³	638

Основной причиной большого количества осложняющих факторов является интенсивное обводнение скважин, которое приводит к снижению надежности нефтепромыслового оборудования. Анализ осложненного фонда скважин, оборудованных электроцентробежными насосами, показывает, что наиболее ощутимый ущерб оборудованию наносят солеотложение, и коррозия. Динамика роста обводненности и увеличения выноса КВЧ обуславливают негативное влияние на ГНО. Основной причиной отложения солей и коррозии оборудования является попутная вода, добываемая совместно с нефтью.

Плотность пластовой попутно-добываемой воды зависит от минерализации, температуры и пластового давления и колеблется в пределах 1013- 1028 кг/м³ на Останинской группе месторождений при средней пластовой температуре 90⁰С.

При проведении лабораторного исследования попутных вод из скважин Останинской группы месторождений в различных соотношениях и исследование их насыщенности солями. Солевая насыщенность кальцитом определялась в условиях пласта, при превышении средней пластовой температуры 90⁰С и различном содержании растворенного СО₂ в попутно-добываемой воде и в поверхностных условиях при температуре 42⁰С. Полученный состав и насыщенность попутно-добываемых вод по карбонату кальция представлены в Табл.2.6

Таблица 2.6 – Состав и насыщенность попутно-добываемых вод по карбонату кальция (отбор 02.10.2019)

Скважина	Содержание ионов, мг/л					
	Na+ K+	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	Общая минерализация
2Г(СОНМ)	8025	325	86	10236	692	19364
4Г(СОНМ)	7562	125	51	13662	965	22365
881(РНМ)	7963	148	23	9263	1325	18722
830(РНМ)	6321	200	76	7896	1038	15531
545(МНМ)	4568	301	21	12433	1098	18421
652(МНМ)	5833	245	60	8563	913	15614

Одновременное присутствие в водной фазе продукции скважин бикарбонат- и карбонат-ионов обуславливает возможность протекания углекислотной коррозии внутрискважинного оборудования и образования труднорастворимых осадков карбоната кальция на рабочих органах насосов. В первую очередь негативному влиянию коррозии подвержены насосно-компрессорные трубы (НКТ) и корпуса погружных электродвигателей (ПЭД).

С 2012 года по настоящее время на месторождениях Останинской группы применяются различные методы предотвращения образования коррозии и солеотложений, а также испытываются различные методы борьбы с коррозионной активностью и солеотложением глубинного насосного оборудования.

2.3 Методы предотвращения коррозии и солеотложений в нефтяных скважинах, оборудованных УЭЦН, при помощи химических ингибиторов

«Основными осложняющими факторами, влияющими на производительность добывающих скважин на Останинской группе месторождений Томской области, являются отложения неорганических солей, содержание механических примесей в добываемом флюиде, коррозия» [9].

В настоящее время химические методы наиболее эффективны для борьбы с коррозией и отложениями солей в нефтяных скважинах оборудованных

УЭЦН на Останинской группе месторождений Томской области. Выбор наиболее эффективного ингибитора в каждом случае должен основываться на комплексном анализе и лабораторном подборе реагентов. Одним из наиболее перспективных и выгодных способов борьбы с коррозией и отложением солей в нефтяных скважинах оборудованных УЭЦН на Останинской группе месторождений Томской области является химический способ применения ингибиторов, из-за простоты и эффективности технологии и длительного действия реагента. Химические методы основаны на дозировании химических соединений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование солеотложений, в добываемую продукцию эксплуатационных скважин. Принцип действия ингибиторов основан на процессах адсорбции, которая происходит на границе раздела: металлическая поверхность нефтепровода и нефте-дисперсная фаза. В настоящее время широко применяются ингибиторы отечественных и зарубежных производителей [9].

Ингибитор – химический реагент, применяемый для предотвращения или замедления процессов, связанных с негативным влиянием отложений различных видов, а также снижения интенсивности коррозионной активности или полного ее предотвращения.

Из наиболее эффективных методов борьбы с осложняющими факторами при добыче нефти химические реагенты занимают лидирующее место. Ингибиторы – дорогостоящий способ защиты погружного скважинного оборудования и наземных коммуникаций, но в то же время наиболее эффективный. Именно поэтому, рациональный подбор реагента и подбор оптимальной дозировки в скважину, являются необходимыми условиями для достижения необходимого технологического и экономического эффектов.

2.4 Предотвращение коррозии на Останинской группе месторождений

2.4.1 Применение ингибиторов коррозии

Ипроден К-1 (Марка А). «Ипроден К-1 является вододиспергируемым веществом. Используется для антикоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования. Представляет собой смесь поверхностно-активных веществ в спирто-углеводородном растворителе. Производится фирмой ООО «Экспериментальный завод «Нефтехим» [18].

На основании положительных результатов ОПИ ингибитор коррозии «ИПРОДЕН К-1 (марка А) рекомендуется к промышленному применению на объектах для защиты от коррозии скважинного оборудования. Для метода постоянного дозирования посредством СУДР с рабочей дозировкой 30 г/м³.

ИТПС-508А. Ингибитор коррозии ИТПС-508 предназначен для защиты от коррозии нефтепромыслового и скважинного оборудования в коррозионно-агрессивных средах. Производится научно-техническим центром «Интехпромсервис» [19].

Ингибитор коррозии ИТПС-508А рекомендуется к промышленному применению на объектах для защиты от коррозии внутрискважинного оборудования с минимально-эффективной дозировкой 25 г/м по технологиям:

- постоянное дозирование в товарной форме через СУДР в затрубное пространство скважины;
- периодическая закачка ИК в товарной форме в затрубное пространство скважины;
- периодическая закачка ИК в водном растворе в затрубное пространство скважины.

Использование ингибитора коррозии Ипроден К-1 (Марка А). производилось на трёх скважинах Северного блока №№1Г, 2Г, 3Г Северо-Останинского месторождения в период с 2013. Данные скважины находились в осложненном фонде по причине «коррозия». Уменьшение скорости коррозии определялась гравиметрическим методом. Гравиметрический метод заключается в экспозиции в коррозионной среде, изготовленных с соблюдением определённых требований образцов металла с последующим определением убыли массы образцов и глубин местных коррозионных

поражений. За время ингибирования данных скважин, с применением скважинной установки дозирования реагента, с дозировкой 30г/м³, в течение нескольких лет были получены результаты увеличения межремонтного периода скважин вдвое, также сократилось количество отказов по причине «коррозия» до минимума. Эффективность данного реагента в борьбе с коррозионной активностью оказалась очень высокой.

Применение ингибитора коррозии ИТПС-508А на месторождениях Останинской группы было начато в 2017 году и продолжается в настоящее время на скважинах Южного блока Северо-Останинского месторождения. Закачку ингибитора начали производить по скважинам №№9, 27. В первую неделю реагент подавался в скважину в режиме «ударной дозировки», превышая оптимальную дозировку закачки в 10 раз. По истечении недели его расход снизился до оптимальной дозировки 25г/м³. За период ингибирования скважин, с применением СУДР, были достигнуты следующие результаты: увеличение межремонтного периода скважин втрое; сокращение количества отказов по причине «коррозия» до минимума. Эффективность данного реагента в борьбе с коррозионной активностью оказалась очень высокой.

Применение ингибиторов коррозии Ипроден К1 (Марка А), ИТПС-508А показали высокую эффективность в борьбе с коррозионной активностью, что в свою очередь увеличило время работы скважин, следовательно, дебит, а также произошло внушительное сокращение затрат на ремонтные работы бригад КРС, данный результат с экономической и технологической точек зрения подтверждает правильный выбор ингибитора и метода закачки на месторождении в данных условиях эксплуатации.

Результаты представлены в таблице 2.7

Таблица 2.7 – Результаты применения ИК Ипроден К1 (Марка А), ИТПС-508А при постоянном дозировании через СУДР

Ингибитор	Дозировка, г/м ³	Защитное действие, %	Скорость коррозии, мм/год	СНО, сут	Отказы, шт
Ипроден К1 (Марка А)	30	Увеличение с 50 до 90	Уменьшение до 0.30-0.33	Увеличение с 326 до 690 (на	Уменьшение с 6 до 2

(2013- по н.в)				7.12.2016)	
ИТПС-508А (2017-по н.в)	25	Увеличение с 50 до 92	Уменьшение до 0.3	Увеличение с 286 до 726 (на 15.08.2019)	Уменьшение с 6 до 1

2.4.2 Применение ингибиторов солеотложений

На сегодняшний день основным методом защиты осложненного солеотложениями фонда скважин на Останинской группе месторождений АО «Газпром добыча Томск» является метод постоянного дозирования жидких ингибиторов солеотложений в затрубное пространство (СУДР). Данным методом защищаются 75% скважин, остальные 25% скважин защищаются при помощи погружных скважинных контейнеров.



Рисунок 2.11 – Распределение применяемых методов защиты от солеотложений на Останинской группе месторождений

Ингибитор солеотложений Ресолвер 5000. Предназначен для предотвращения образования отложений твердых минеральных солей, таких как карбонаты и сульфаты кальция и бария в нефтепромысловом оборудовании при добыче нефти. Представляет собой композиционную смесь фосфонатов в водно-этиленгликолево-метанольном растворе. Применение данного ИС на Северо-Останинском месторождении происходит с 2018 года на скважинах

Северного блока №№4,6Г. Данный ингибитор был применен как более эффективный реагент в борьбе с отложениями кальцита, галита согласно лабораторным исследованиям и доказал эту эффективность на практике. Показал высокую (96,6%) эффективность ингибирования по карбонату кальция.

Ингибитор СНПХ-5311-Т обладает высокой эффективностью предотвращения карбонатных отложений обеспечивая защиту глубинного и поверхностного оборудования от солеотложений. Ингибитор СНПХ-5311-Т является коррозионно не агрессивным по отношению к металлу нефтепромыслового оборудования, обладает низкими вязкостными характеристиками при минусовых температурах. Ингибитор солеотложений СНПХ-5311-Т применяется на скважинах Рыбального нефтяного месторождения на кустовой площадке №4 по скважинам №№534, 535, 829, 830, в которых преобладающим типом отложений является галит. Ингибирование производится с применением СУДР с минимальной эффективной дозировкой не менее 25 г/м³.

АЗОЛ 3010 (класс А). Ингибитор сульфатных и карбонатных отложений — это композиция аминотилефосфонатов в водно-метанольном растворе. Азол 3010 предназначен для использования в качестве ингибитора солеотложений [17]:

- труднорастворимых солей кальция и магния;
- солей бария в промышленном нефтедобывающем оборудовании;

Принцип действия ингибитора Азол 3010 заключается в блокировании активных центров кристаллизации труднорастворимых солей. Он эффективно предотвращает образование отложений карбоната кальция и магния, и сульфата кальция. Дозирование ингибитора производится на Мирном месторождении на скважинах №649, 650, 545, 652, в которых преобладающим типом отложения является барит, с применением СУДР с дозировкой ингибитора – 30 г/м³;

На сегодняшний день применение ингибиторов солеотложения Ресолвер 5000, СНПХ5311-Т, АЗОЛ 3010 с использованием СУДР с эффективными

дозировками дает существенный результат по увеличению наработки НКТ и глубинного насосного оборудования более чем в два раза, количество отказов по причине солеотложения за период использования реагента сократилось до одного. Согласно показателям улучшения работоспособности скважин в осложненных условиях на месторождениях Останинской группы происходит значительное сокращение отказов, что в свою очередь, увеличивает технологический режим работы скважин, а следовательно, дебит. Также стоит отметить, с экономической точки зрения, существенное сокращение затрат на проведение ремонтных работ скважин по причинам отказа.

Результаты применения ИС Ресолвер 5000, СНПХ-5311-Т, АЗОЛ 3010(класс А) представлены в табл.2.8

Таблица 2.8 – Результаты применения ИС Ресолвер 5000, СНПХ-5311-Т, АЗОЛ 3010(класс А) при постоянном дозировании через СУДР

Ингибитор	Тип солеотложения	Дозировка, г/м ³	Защитный эффект, %	СНО, сут	Отказы, шт
Ресолвер 5000	Кальцит Галит Гипс	25	96	Увеличение с 199 до 576 (на 01.14.2021)	Уменьшение с 9 до 1
СНПХ-5311-Т	Галит Кальцит	25	90	Увеличение с 199 до 604 (на 1.12.2020)	Уменьшение с 9 до 1
АЗОЛ 3010 (класс А)	Барит Галит Кальцит	30	88	Увеличение с 199 до 596 (на 1.12.2020)	Уменьшение с 9 до 1

2.4.3 Ингибитор комплексного действия

АКВАТЕК-515. Ингибитор комплексного действия «АКВАТЕК-515» специально разработан для одновременного предотвращения коррозии и солеотложений на подземном оборудовании добывающих скважин и является ингибитором коррозии, образующим пленку, и ингибитором солеотложения. Объединённые в одном реагенте - антикоррозионная часть ингибитора отделяет поверхность металла от агрессивной среды, блокирует гальванические

механизмы, а часть реагентов, ингибирующих отложения, препятствует образованию отложений на поверхности оборудования и трубопроводов [20].

Применение ингибитора комплексного действия «АКВАТЕК-515» на Останинской группе месторождений по скважинам №№1306, 1307, 1308 кустовых площадок №№3,4 Останинского месторождения показал его однозначное влияние на защиту оборудования от коррозии и солеотложений - скорость фоновой коррозии снижается, защитный эффект от солеобразования превышает 90%, данные положительные эффекты увеличивают время работы оборудования скважин. Результаты применения указывают на высокую противокоррозионную активность ингибитора Акватек 515, превышающую 90 % в дозировке 20 и 30 мг/л. Результаты применения ингибитора Акватек 515 при использовании ПСК показаны в Табл.2.9

Таблица 2.9 – Результаты применения ингибитора Акватек 515 при использовании ПСК

Ингибитор	Дозировка, г/м ³	Защитное действие, %	Скорость коррозии, мм/год	СНО, сут	Отказы, шт
Акватек 515	10	76	Уменьшение до 0.1	Увеличение с 199 до 599 (на 1.12.2020)	Уменьшение с 9 до 1
	20	94	Уменьшение до 0.3	Увеличение с 199 до 618 (на 1.12.2020)	Уменьшение с 9 до 1
	30	95	Уменьшение до 0.3	Увеличение с 199 до 664 (на 1.12.2020)	Уменьшение с 9 до 1

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод, что ингибиторы солеотложений Ресолвер 5000, СНПХ-5311-Т, Азол 3010А, ингибиторы коррозии Ипроден К-1 марка А, ИТПС-508А, а также ингибитор комплексного действия Акватек 515 эффективны на месторождениях Останинской группы при дозировке по технологии постоянного дозирования различными методами.

Оптимальные объемы дозировки указаны в таблице 2.10

Таблица 2.10 – Оптимальные объемы дозировки ингибиторов

Осложняющий фактор	Ингибитор	Дозировка, г/м ³	Метод ингибирования
Соли	Ресолвер 5000	25	СУДР
	СНПХ-5311-Т	25	СУДР
	Азол 3010А	30	СУДР
Коррозия	Ипроден К-1 марка А	30	СУДР
	ИТПС-508А	25	СУДР
Соли+Коррозия	Акватек 515	30	ПСК

На сегодняшний день с использованием скважинной установки дозирования реагента с минимальными эффективными дозировками ингибиторов коррозии 25-30 г/м³ Ипроден К-1 марка А и ИТПС-508А на скважинах №№1Г, 27 Северо-Останинского месторождения был получен результат увеличение средней наработки НКТ и глубинного насосного оборудования по скважинам до 700 сут;

При дозировании ингибиторов солеотложений Ресолвер 5000 на скважинах №№4,6Г СОНМ, СНПХ-5311-Т на скважинах №№535, 830 Рыбального НМ и Азол 3010А на скважинах №№650, 545 Мирного месторождений Останинской группы получен результат:

- увеличение средней наработки НКТ и глубинного насосного оборудования по скважинам до 600 сут;
- уменьшение количества механических примесей, являющихся отложениями солей, в пробах до минимальных значений 130мг/дм³;

Использование же ингибитора комплексного действия Акватек 515 с применением погружного скважинного контейнера на скважинах №№1306, 1308 Останинского месторождения, где осложняющими факторами выступают солеотложения и коррозия в совокупности, получены результаты эффективности применения данного комплекса оборудования и ингибитора:

- увеличение средней наработки НКТ и глубинного насосного оборудования по скважинам до 640 сут;
- уменьшение количества механических примесей, являющихся отложениями солей, в пробах до минимальных значений 126мг/дм³;

- остаточное содержание ингибитора в поступающей жидкости по истечению 500 сут – 2,5 мг/л – обеспечивает эффективную защиту скважин

2.5 Борьба с коррозией и солеотложением с использованием подземного оборудования

Также необходимо указать использование в комплексе с ингибированием применение специального скважинного оборудования для уменьшения коррозионной активности и солеотложений.

Насосно-компрессорные трубы с покрытием серии ТС3000F. В условиях, в которых работает ВСО - высокое давление и температура, большой расход, агрессивная среда, вынос механических примесей, «задиры» при спуско-подъемных операциях (СПО), на месторождениях Останинской группы Томской области выбор был сделан в пользу применения на месторождении НКТП серии ТС3000F, которые показывали их высокую эффективность в борьбе, как с коррозией, так и с солеотложением. Применение трубной продукции с серии ТС3000F привело к многократному росту наработок колонн НКТ. Применение производится с использованием специальных межнипельных вставок(стримеров), предназначенных для защиты торцевой части ниппеля НКТП от коррозии, связанной с завихрением потока в межнипельном пространстве. В данный момент в компании АО «Газпром добыча Томск» в работу запущен план по смене всех подвесок НКТ на НКТП серии ТС3000F при ремонтных работах КРС. Результат применения НКТП ТС3000F в условиях Останинской группы месторождений показан в таблице 2.11

Таблица 2.11 – Результат применения НКТП ТС3000F в условиях Останинской группы месторождений

Месторождение группы	Наработка	НКТ безпокрытия, сут	НКТП ТС3000F, сут
Северо_Останинское	Минимальная	90	Эксплуатация продолжается

	Средняя	176	700
	Максимальная	325	1600
Останинское	Минимальная	125	Эксплуатация продолжается
	Средняя	240	649
	Максимальная	386	1563
Мирное	Минимальная	112	Эксплуатация продолжается
	Средняя	193	723
	Максимальная	396	1626
Пинджинское	Минимальная	102	Эксплуатация продолжается
	Средняя	193	752
	Максимальная	401	1589
Рыбальное	Минимальная	83	Эксплуатация продолжается
	Средняя	239	689
	Максимальная	387	1502

Корпуса ПЭД и ЭЦН с металлизационными покрытиями. На месторождениях Останинской группы ведется использование корпусов ПЭД и ЭЦН с металлизационными покрытиями, которые обладают лучшей теплопроводностью и большей износостойкостью, что, в свою очередь, позволяет в разы увеличить наработку установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) до отказа.

Погружной скважинный контейнер (ПСК). Использование погружного скважинного контейнера на скважинах Останинской группы месторождений дает ряд положительных моментов:

- защитный эффект гарантирован на 400 суток;
- полное отсутствие затрат на обслуживание;
- возможность использования данной технологии совместно с пакерами.

На месторождениях Останинской группы ПСК используется с ингибитором комплексного действия Акватек 515. Контейнер на 100% заполняется ингибитором. Контейнер снабжён многотупенчатым регулируемыми дозатором. Контейнер настраивается под параметры определенной скважины, в процессе её ремонта. Сам процесс настройки занимает не более 15 минут и

проводится непосредственно перед спуском устройства в скважину. Эффективность защиты оборудования при дозировках ингибитора комплексного действия Акватек 515 с применением ПСК показана на рис.2.12

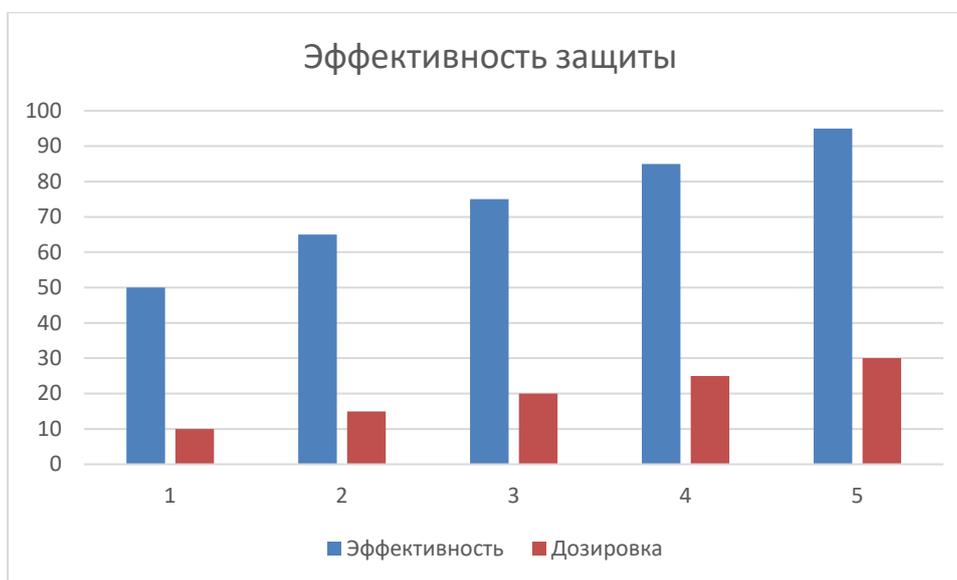


Рис. 2.12. Эффективность защиты при работе дозирующего устройства ПСК на пробных минимальных дозировках

2.6 Методы удаления солеотложений на Останинской группе месторождений

Несмотря на все методы и технологии борьбы с предотвращением солеотложений на Останинской группе месторождений, полностью предотвратить выпадение солей в некоторых зонах не удастся. В таких случаях применяются различные способы кислотных обработок.

Назначением кислотных обработок скважин является: очистка призабойной зоны скважины, удаления солеотложений и продуктов коррозии при эксплуатации скважин и увеличения проницаемости пород ПЗС. Воздействуя на породу соляная кислота в ПЗС образует трещины и каналы, увеличивая проницаемость пород, а следовательно, улучшая производительность скважин.

Кислотная обработка с обязательным задавливанием кислоты в пласт применяется для воздействия на породы ПЗС с целью увеличения их проницаемости. Применение кислотных ванн при ремонтных работах бригад КРС на скважинах осложненного фонда Останинской группы месторождений производится для очистки ПЗС и стенок скважины от кальциевых отложений пластовых вод, продуктов коррозии, и освобождения прихваченного пробкой подземного оборудования. Определение расчетного объема раствора для производства работ вычисляется из расчета объема колонны в заданном интервале до забоя, без продавки раствора в пласт. От 20 до 24 часов продолжается выдержка раствора кислоты в интервале обработки. По окончании выдержки методом обратной промывки, используя воду, отреагировавшую кислоту вместе с продуктами реакции удаляют из скважины. Для эффективности соляно-кислотных обработок скважин на Останинской группе месторождений проведение работ планируется для каждой скважины. Параметры по проведению соляно-кислотной обработки зависят от концентрации кислоты, её количества и давления при обработке. Проведению кислотных обработок подвергались скважины Южного блока Северо-Останинского месторождения и скважины Рыбального НМ. Результаты проведения СКО на скважинах показаны на рис.2.13.

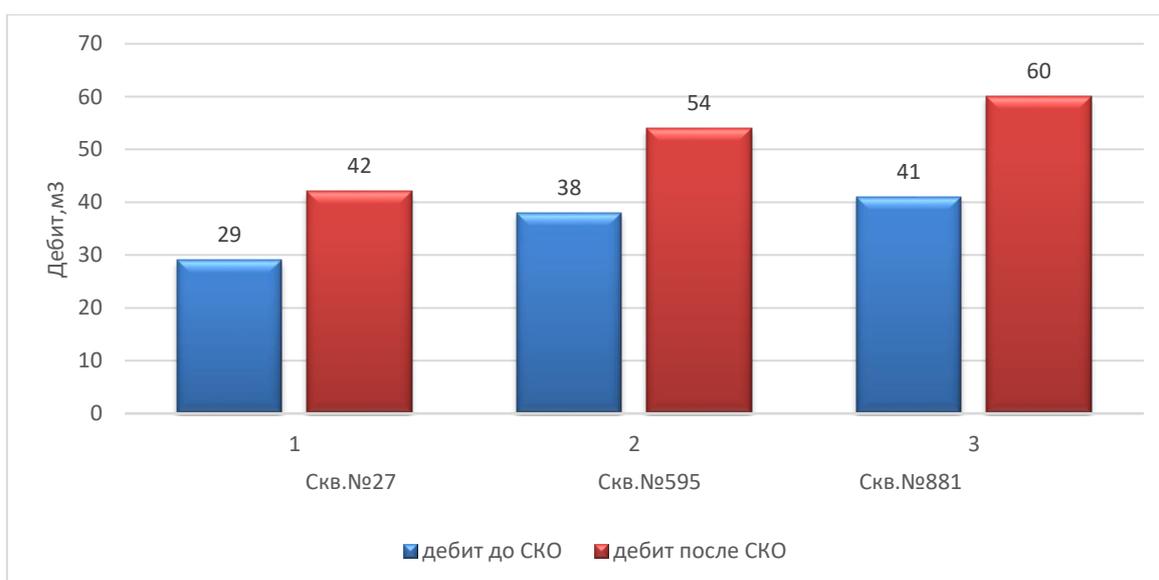


Рис.2.13 Результаты проведения СКО на скважинах Останинской группы месторождений

Обработки производились с расчетом следующих параметров:

- объем – 0,5–1,2 м³ на 1 м обрабатываемой мощности пласта;
- концентрация 14–18% соляной кислоты.

После проведения кислотных обработок на скважинах осложненного фонда Останинской группы месторождений наблюдается значительное улучшение продуктивности скважин, показывая увеличение фильтрационных характеристик ПЗС, что в свою очередь, положительно отражается на технико-экономических показателях организации в целом.

В условиях Останинской группы месторождений на скважинах механизированного фонда, оборудованных установками электроцентробежного насоса, с высокой обводненностью до 90%, большим выносом механических примесей в среднем 420 мг/дм³ и высоким содержанием агрессивных газов в жидкости, таких как диоксид углерода (CO₂), сероводород (H₂S), кислород (O₂), а также высоких пластовых давлениях 10 - 11 МПа и температурах 96° – 99°С в интервале эксплуатируемого пласта 2878-2937 м коррозионная активность и солеотложения оказывают негативное влияние на работоспособность скважин, что приводит к преждевременным отказам установок, сокращению МРП и СНО.

Применяя ингибиторы коррозии Ипроден К1, ИТПС-508А, солеотложений Ресолвер 5000, СНПХ-5311-Т, АЗОЛ 3010А и ингибитор комплексного действия Акватек 515 с минимальными эффективными дозировками 25-30 г/м³, используя для дозирования погружной скважинный контейнер и скважинную установку дозирования реагента совместно с НКТП серии ТС3000F на скважинах осложненного фонда, был достигнут результат увеличения СНО до 700 суток и сокращения количества отказов до минимального показателя - 1, соответственно, увеличивая технологический период работы скважин, а следовательно и дебит, являющийся основным показателем ресурсоэффективности применения данного вида оборудования и технологии ингибирования.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа 32Б73Т	ФИО Гурьев Иван Сергеевич
-------------------------	-------------------------------------

Школа		Отделение Школа	
Уровень образования		Направление/специальность	

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

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<ol style="list-style-type: none"> 1. Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска; 2. Минимальный размер оплаты труда по Томской области - 12792
Нормы и нормативы расходования ресурсов	<ol style="list-style-type: none"> 1. 10% накладные расходы; 2. 1,3 районный коэффициент.
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<ol style="list-style-type: none"> 1. Отчисления во внебюджетный фонды – 30,2%
2. Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	<ol style="list-style-type: none"> 1. Анализ потенциальных потребителей. 2. Анализ конкурентных технических решений 3. SWOT-анализ
Планирование и формирование бюджета научных исследований	<ol style="list-style-type: none"> 1. Формирование структуры работ. Определение трудоемкости. 2. Разработка графика проведения исследования. 3. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)
Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	<ol style="list-style-type: none"> 1. Интегральный показатель ресурсоэффективности.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
<ol style="list-style-type: none"> 1. Матрица SWOT 2. Диаграмма Ганта 3. Структура затрат проекта 	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б73Т	Гурьев Иван Сергеевич		

3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы.

Коммерческая ценность определяется не только наличием более высоких технических характеристик над конкурентными разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сможет ответить на следующие вопросы – будет ли продукт востребован на рынке, какова будет его цена, каков бюджет научного исследования, какое время будет необходимо для продвижения разработанного продукта на рынок.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

3.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технологических решений необходимо производить с использованием оценочной карты. Построим оценочную карту для возможных способов борьбы с коррозией и солеотложением в нефтяных скважинах оборудованных УЭЦН на Останинской группе месторождений Томской области.

Российские и зарубежные добывающие и нефтесервисные компании – потенциальные потребители продукции.

В данном разделе рассмотрим три варианта исполнения, которые наиболее часто применяются в настоящее время:

Вариант №1 – погружной скважинный контейнер (ПСК) с ингибитором Акватек515;

Вариант №2 – задавливание ингибитора Акватек 515 в пласт;

Вариант №3 – технология периодического дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины.

В данном проекте применен вариант 1 (применение ПСК с ингибитором Акватек 515). Необходимо определить его преимущество по сравнению с вариантами 2 и 3.

Результаты экспертной оценки представлены в таблице 3.1.

Веса показателей, устанавливаемые экспертным путем, в результате равняются 1. Позиции по каждому показателю определяются экспертным путем по пятибалльной шкале, в соответствии с которой, 1- самая слабая позиция, а 5- самая сильная.

Пример оценки конкурентоспособности приведем для первого варианта:
 $K_{к1}\Sigma = \Sigma B \cdot B = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,05 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 + 0,05 \cdot 5 + 0,07 \cdot 5 + 0,08 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 = 4,42$,

где В – вес показателя (в долях единицы);

Б – балл показателя;

К – конкурентоспособность решения.

Таблица 3.1 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентность		
		Бк1	Бк2	Бк3	Кк1	Кк2	Кк3
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Надежность	0,2	4	5	5	1	0,8	0,8
2. Безопасность обслуживания	0,2	5	5	5	0,8	1	1
3. Удобство эксплуатации	0,1	4	4	5	0,4	0,6	0,7
4. Простота монтажа	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Стоимость оборудования	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
2. Затраты на установку	0,05	5	3	3	0,25	0,15	0,15
3. Затраты на обслуживание и ремонт	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
4. Затраты от потерь реагентов	0,08	4	4	4	0,32	0,32	0,32
5. Сроки эксплуатации	0,15	4	4	4	0,6	0,6	0,6

Итого	1	40	37	38	4,42	4,35	4,35
-------	---	----	----	----	------	------	------

Как видно из результатов оценки конкурентноспособности трех вариантов наиболее ресурсоэффективным является вариант №1 (применение ПСК с ингибитором Акватек 515).

Основной недостаток вариантов №2 и №3 – низкая надежность. В данном случае, на предприятии применение схемы варианта №1 достаточно, так как она обеспечивает высокую надежность и простоту в обслуживании.

По результату анализа конкурентных технических решений вариант, примененный в настоящем проекте оправдывает свое применение.

3.1.2 SWOT-анализ

SWOT-анализ является инструментом стратегического менеджмента. Представляет собой комплексное исследование технического проекта. Поскольку SWOT-анализ в общем виде не содержит экономических категорий, его можно применять к любым организациям, отдельным людям и странам для построения стратегий в самых различных областях деятельности. Применительно к проектируемой схеме, SWOT-анализ позволит оценить сильные и слабые стороны проекта, а также его возможности и угрозы. Для проведения SWOT-анализ составляется матрица SWOT, в которую записываются слабые и сильные стороны проекта, а также возможности и угрозы [10].

При составлении матрицы SWOT удобно использовать следующие обозначения: С – сильные стороны проекта; Сл – слабые стороны проекта; В – возможности, У – угрозы. Матрица SWOT приведена в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны проекта:</p> <p>С1. Высокая надежность</p> <p>С2. Экологичность технологии.</p> <p>С3. Квалифицированный персонал.</p> <p>С4. Повышенная безопасность</p> <p>С5. Уменьшение затрат на ремонт оборудования.</p>	<p>Слабые стороны проекта:</p> <p>Сл1. Трудоемкость монтажа оборудования</p> <p>Сл2. Высокая стоимость реагентов</p> <p>Сл3. Необходимость дополнительных комплектующих.</p> <p>Сл4. Требуется квалифицированного обслуживания</p>
--	---	--

<p>Возможности:</p> <p>В1. Замена ПСК при увеличении нагрузок</p> <p>В2. Заинтересованность крупных компаний.</p> <p>В3. Снижение потерь на транспортировку</p> <p>В4. Уменьшение аварийных ситуаций</p>	<p>- Становление ГРП как основного метода воздействия на пласт</p> <p>- Улучшение технологии для дальнейшего завоевания рынка</p>	<p>- Увеличения количества проводимых операций</p> <p>- Упрощение методов с помощью новых технологий</p> <p>- Проведение дополнительных исследований для изучения объекта воздействия.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Появление на рынке более эффективных схем.</p> <p>У2. Катастрофы природного и техногенного характера.</p> <p>У3. Введения дополнительных государственных требований к стандартизации и сертификации ингибиторов</p> <p>У4. Отсутствие у заказчика квалифицированных специалистов</p>	<p>Отслеживание изменений в российском законодательстве</p> <p>- Использование технологии за рубежом</p> <p>- Увеличение КИГ и КИК за счет улучшения технологий</p>	<p>- Копирование методов конкурентных компаний.</p> <p>- Аренда оборудования вместо производства собственного.</p> <p>- Замена текущего оборудования и расходных материалов более дешевыми</p>

На основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надежность его реализации. Составляя интерактивные матрицы используются обозначения аналогичные самой матрицы SWOT с дополнением знаков (=,-) для подробного представления наличия возможностей и угроз проекта («+» - сильное соответствие; «-» - слабое соответствие).

Далее в таблицах 3.3 и 3.4 приведен анализ данных, по которым можно сказать, что сильных сторон у проекта значительно больше, чем слабых. Кроме того угрозы имеют низкие вероятности, что говорит о высокой надежности проекта.

Таблица 3.3 – Интерактивная матрица возможностей

Возможности	Сильные стороны проекта					
		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	-	+	+	-
	B2	+	-	-	+	+
	B3	-	-	-	-	+
	B4	+	+	+	+	+
	Слабые стороны проекта					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	B1	-	-	+	-	-
	B2	+	-	-	+	
	B3	-	-	-	-	
	B4	+	+	-	-	

Таблица 3.4 – Интерактивная матрица угроз

	Сильные стороны проекта					
		С1	С2	С3	С4	С5
Угрозы	У1	-	-	+	-	-
	У2	+	-	-	+	-
	У3	-	-	-	-	+
	У4	+	+	+	-	+
	Слабые стороны проекта					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	У1	+	+	-	-	-
	У2	-	-	+	+	
	У3	+	+	-	-	
	У4	-	-	-	+	

В процессе проектирования технологии борьбы с коррозией и солеотложением в нефтяных скважинах оборудованных УЭЦН на Останинской группе месторождений Томской области инженер нацелен на проектирование с возможно большим внедрением сильных сторон. Это влияет, прежде всего, на качество и востребованность спроектированной системы борьбы с коррозией и солеотложением в нефтяных скважинах оборудованных УЭЦН, что не мало важно для потребителей.

В результате SWOT-анализа были выявлены сильные и слабые стороны выбора технического проекта, проведена оценка надежности и возможностей данного проекта. Было установлено, что технический проект имеет несколько важных преимуществ (высокая энергоэффективность, повышенная безопасность производства), обеспечивающих повышение производительности, безопасности, экологичности и экономичности технического производства. Также в проекте присутствуют и слабые стороны. Одним из таких является трудность монтажа оборудования, что является большим минусом при реализации проекта.

3.2 Планирование научно-исследовательских работ

3.2.1 Структура работ в рамках технического проектирования

Для выполнения проекта формируется рабочая группа, в состав которой входит научный руководитель и инженер. Составляется перечень этапов и

работ в рамках выполнения проекта и производится распределение работ между руководителем и исполнителем. Перечень этапов и работ, распределение приведен в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Перечень основных этапов и работ, распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
	2	Выдача задания на тему	Руководитель
Выбор направления исследований	3	Постановка задачи	Руководитель
	4	Определение стадий, этапов и сроков разработки	Исполнитель, руководитель
	5	Подбор литературы	Исполнитель
	6	Сбор материалов и статистических данных	Исполнитель
Теоретические исследования	7	Проведение теоретических обоснований	Исполнитель, руководитель
	8	Анализ статистических данных	Исполнитель
	9	Согласование полученных данных с руководителем	Исполнитель, руководитель
Обобщение и оценка результатов	10	Оценка эффективности полученных результатов	Исполнитель
	11	Работа над выводом	Исполнитель
Оформление отчета по НИР	12	Составление пояснительной записки	Исполнитель

После определения основных этапов работ необходимо определить трудоемкость работ и составить график их выполнения, с отражением длительности по каждому этапу.

3.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным методом в человеко-днях и носит вероятностный характер, трудоемкость зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости тожї используется следующая формула [9]:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.; $t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.; $t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.[45];

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях $T_{рi}$, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{рi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i},$$

где $T_{рi}$ – продолжительность одной работы, раб.дн.; $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.; $Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел. В таблице 3.6 приведены ожидаемая трудоемкость и время выполнения работ.

Таблица 3.6 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ						Длительность работ в рабочих днях $T_{рi}$	
	t_{\min} , чел-дни		t_{\max} , чел-дни		$t_{ожі}$, чел-дни		Науч.	Испол-ль
	Науч.	Испол-ль	Науч.	Испол-ль	Науч.	Испол-ль		
Составление и утверждение технического задания	1	-	2	-	1,4	-	2	-
Подбор и изучение материалов по теме	-	3	-	5	-	3,8	-	4
Анализ текущих методов борьбы с коррозией и солеотложением в скважинах оборудованных УЭЦН	-	20	-	25	-	22	-	22
Анализ ингибиторов солеотложений и коррозии	1	23	4	28	2,2	25	2	25

Разработка рекомендаций к подбору ингибитора и рациональной технологии дозирования	1	23	4	28	2,2	25	2	25
Оценка эффективности полученных результатов	1	4	2	6	1,4	4,8	2	5
Составление пояснительной записки	-	6	-	10	-	7,6	-	8
Проверка выпускной квалификационной работы	1	-	2	-	1,4	-	2	-
Исправление ошибок	-	2	-	4	-	2,8	-	3
Подготовка к защите ВКР	2	3	4	6	2,8	4,2	3	5

Следующим этапом отразим длительность работ в календарном плане-графике.

3.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным в данном случае является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта [11].

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ [11].

График строится для ожидаемого по длительности исполнения работ в рамках технического проекта, с разбивкой по месяцам и декадам за период времени подготовки ВКР. Строим план-график проведения работ (таблица 3.7).

Таблица 3.7– Календарный план-график проведения работ

№	Вид работ	Исполнитель работ	T _{рi} , раб. дн.	Продолжительность выполнения работ													
				Февр.		Март			Апрель			Май			Июнь		
				1	2	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель	2	■													
2	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель	4	■													
3	Анализ текущих методов борьбы с коррозией и солеотложением в скважинах оборудованных УЭЦН	Исполнитель	22		■	■	■	■									
4	Анализ ингибиторов солеотложений и коррозии	Исполнитель	25				■	■	■								
		Научный руководитель	2						■								
5	Разработка рекомендаций к подбору ингибитора и рациональной технологии дозирования	Исполнитель	25						■	■	■						
		Научный руководитель	2								■						
6	Оценка эффективности полученных результатов	Исполнитель	5								■	■					
		Научный руководитель	2									■					
7	Составление пояснительной записки	Исполнитель	8									■	■	■			
8	Проверка выпускной квалификационной работы руководителем	Научный руководитель	2											■			
9	Исправление ошибок	Исполнитель	3												■	■	
10	Подготовка к защите ВКР	Исполнитель	5												■	■	
		Научный руководитель	3													■	

Исходя из составленной диаграммы, можно сделать вывод, что продолжительность работ занимает 12 декад, начиная со второй декады февраля, заканчивая первой декадой июня. Учитывая вероятностный характер оценки трудоемкости, реальная продолжительность работ может быть как меньше (при благоприятном стечении обстоятельств), так и несколько превысить указанную продолжительность (при неблагоприятном стечении обстоятельств).

Далее, по диаграмме Ганта можно предварительно оценить показатели рабочего времени для каждого исполнителя.

Продолжительность выполнения проекта в рабочих днях составит 110 дней. Из них:

97 ней – продолжительность выполнения работ инженера;

13 ней – продолжительность выполнения работ руководителем.

3.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям: - материальные затраты НТИ; - затраты на оборудование; - основная заработная плата исполнителей темы; - дополнительная заработная плата исполнителей темы; - отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления); - накладные расходы.

3.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Таблица 3.8 – Материальные затраты

Наименование	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _м), руб.
Электроэнергия	50 кВт	3,66	183
Итого			183

При расчете материальных затрат не учитывались транспортные расходы, т.к. данные канцелярские принадлежности были доставлены на рабочее место

самими исполнителями технического проекта (инженером и научным руководителем).

3.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование

При выполнении научно-исследовательского проекта использовался ПЭВМ – Asus, Xerox Phaser 3020, принтер Canon PIXMA TS304. Срок полезного использования данного оборудования по паспорту составляет 3 года.

Таблица 3.9 – Затраты на специальное оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Срок полезного использования, лет	Цены единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	ПЭВМ	1	3	30	30
2.	Ксерокс	1	3	7,7	7,7
3.	Принтер	1	3	3,9	3,9
Итого		41,6 тыс. руб.			

3.3.3 Полная заработная плата исполнителей темы проекта

Полная заработная плата включает основную и дополнительную заработную плату и определяется как [9]:

$$Z_{полн} = Z_{осн} + Z_{доп} ,$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Основная заработная плата $Z_{осн}$ рассчитывается по формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p ,$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата работника, руб.;

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых техническим работником, раб.дн. (Таблица 3.6);

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5–дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6–дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени технического персонала, раб.дн(таблица 3.10).

Таблица 3.10 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней (выходные/праздничные)	66	118
Потери рабочего времени –отпуск –невыходы по болезни	56	28
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	219

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{тс}}$, руб.	$Z_{\text{допл}}$, руб.	$Z_{\text{р.к.}}$, руб.	Z_m , руб.	$Z_{\text{дн}}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	23264	2200	7639	33103	1273,1	13	16550,3
Исполнитель	12792	4000	4839	20969	806,5	97	78230,5
Итого							94780,8

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей проекта учитывают выплаты связанные с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}},$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Расчет дополнительной и полной заработной платы приведен в таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Расчет дополнительной и полной заработной платы

Исполнители	$k_{\text{доп}}$	$Z_{\text{осн}}$, руб.	$Z_{\text{доп}}$, руб.	$Z_{\text{полн}}$, руб.
Руководитель	0,15	16550,3	2482,6	19032,9
Исполнитель	0,12	78230,5	9387,7	87618,2
Итого $Z_{\text{осн}}$, руб.		94780,8		106651,1

3.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы [9]:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2021 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30,2 %.

Отчисления во внебюджетные фонды составят:

$$Z_{\text{внеб}} = 0,302 * 106651,1 = 32208,6 \text{ руб.}$$

3.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не включенные в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы и т.д. Их величина определяется по следующей формуле [9]:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}},$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принимается в размере 16%.

3.3.6 Формирование сметы технического проекта

Рассчитанная величина затрат технического проекта является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку технической продукции.

Определение суммы затрат на технический проект приведено в таблице 3.13.

Таблица 3.13 – Расчет бюджета затрат

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.	Доля, %
1. Материальные затраты	0,183	1,0
2. Затраты на спец.оборудование	41,6	20,0
3. Затраты по полной заработной плате исполнителей темы	94,780	47,0
4. Дополнительная з/п	11,870	6,0
5. Отчисления во внебюджетные фонды	32,208	16,0
6. Накладные расходы	22,8	10,0
Итого	203,4	100,0

Бюджет на разработку технического проекта составляет 203,4 тыс.руб., из которых более половины (56 %) составляют затраты на оплату труда.

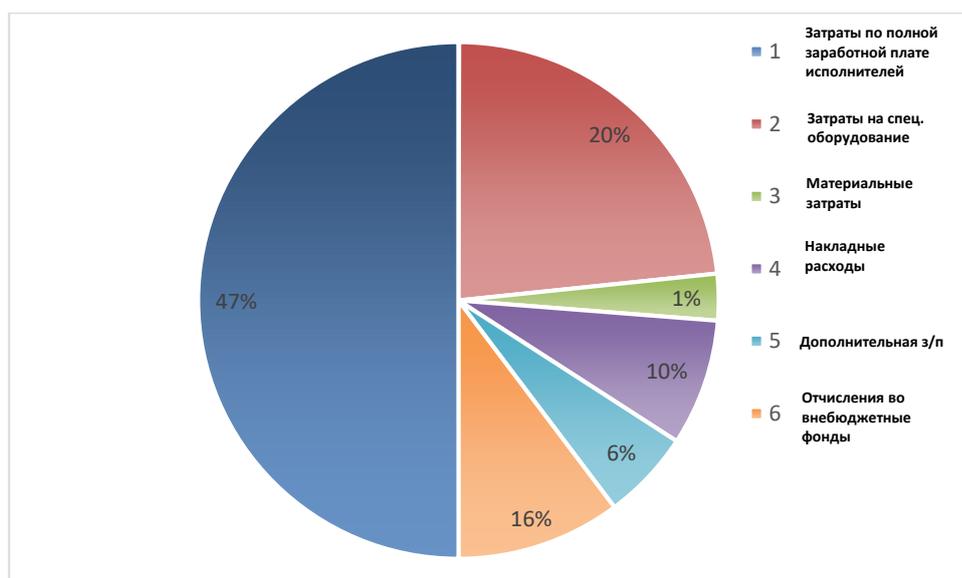


Рис. 1. Структура затрат технического проекта

Все результаты проекта оказались ожидаемы и могут быть реализованы.

3.4 Определение ресурсоэффективности НИ

Определение ресурсоэффективности технического проекта можно оценить с помощью интегрального показателя ресурсоэффективности [9]:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} - интегральный показатель ресурсоэффективности; a_i - весовой коэффициент разработки; b_i - бальная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

По результатам оценочной карты, SWOT-анализа можно сделать вывод о том, что наиболее перспективным вариантом является применение ПСК с ингибитором Акватек515. Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности этого варианта проведения исследования целесообразно провести в табличной форме.

Таблица 3.14 – Определение интегрального показателя ресурсоэффективности наиболее эффективного варианта №1 с использованием ПСК с ингибитором Акватек 515 в сравнении с задавливанием ингибитора в пласт (вариант №2) и периодическим дозированием ингибитора в затрубное пространство (вариант №3)

Критерий	Вес критерия	Вариант №1 – погружной скважинный контейнер (ПСК) с ингибитором Акватек515	Вариант №2 – задавливание ингибитора Акватек515 в пласт	Вариант №3 – технология периодического дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины
1. Безопасность	0,2	4	4	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	4
3. Помехоустойчивость	0,08	4	4	4
4. Энергосбережение	0,17	4	4	4
5. Надежность	0,3	5	5	5
6. Материалоемкость	0,1	5	4	3
Итого	1,00	4,55	4,3	4,2

Пример расчета показателя ресурсоэффективности для первого варианта схемы: $I_p = 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,08 \cdot 4 + 0,17 \cdot 4 + 0,3 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 = 4,55$. Значение показателя ресурсоэффективности проекта получилось достаточно высоким. Это говорит об эффективности использования технического проекта с точки зрения таких факторов как: безопасность; удобство в эксплуатации; помехоустойчивость; энергосбережение; надежность и материалоемкость.

Выводы по разделу

В рамках выполнений данного раздела выпускной квалифицированной работы был произведен анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ вариантов применения ПСК с ингибитором Акватек 515, также была произведена оценка ресурсной эффективности указанных схем.

В результате проведения SWOT-анализа были выявлены как сильные, так и слабые стороны технического проекта. Установлен один недостаток – трудность монтажа системы, который представляет угрозу для реализации технического проекта. В таких случаях используют интерактивные матрицы возможностей и угроз. Проанализировав данные матрицы, было установлено, что соответствия угроз с сильными и слабыми сторонами имеют низкую вероятность, что нельзя сказать о возможностях. В итоге следует, что данный

технический проект имеет несколько важных преимуществ, таких как высокая безопасность производства и энергоэффективность.

По результатам SWOT-анализ видно, что наиболее эффективным является применение ПСК с ингибитором Акватек515.

Далее было произведено планирование научно-исследовательской разработки, в рамках которого определен перечень этапов выполнения работ, определена трудоемкость выполнения каждого этапа, и в итоге построен календарный план-график выполнения работ. Длительность производства работ по графику составила 110 дней.

На основе построенного план-графика и должностных окладов исполнителей темы была рассчитана полная заработная плата руководителя и инженера; определены затраты на использованные материальные ресурсы; отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы. Просуммировав указанные статьи расходов, определили бюджет научного исследования, который составил 203,4 тыс. рублей.

Значение показателя ресурсоэффективности проекта получилось достаточно высоким – 4,5. Это говорит об эффективности использования технического проекта с точки зрения таких факторов как: безопасность; удобство в эксплуатации; помехоустойчивость; энергосбережение; надежность и материалоемкость.

Все результаты проекта оказались ожидаемы и могут быть реализованы на практике.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Гурьев Иван Сергеевич

Школа	ИШИТР	Отделение (НОЦ)	Отделение автоматизации и робототехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01. «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: Тема дипломной работы: «Анализ эффективности способов борьбы с коррозией и солеотложением в нефтяных скважинах, оборудованных установкой электроцентробежного насоса на Останинской группе месторождений (Томская область)»

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Объектом исследования данной работы является анализ эффективности способов борьбы с коррозией и солеотложением в нефтяных скважинах оборудованных УЭЦН на Останинской группе месторождений Томской области.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов

- Природа воздействия
- Действие на организм человека
- Нормы воздействия и нормативные документы (для вредных факторов)
- СИЗ коллективные и индивидуальные

1.2. Анализ выявленных опасных факторов:

- Термические источники опасности
- Электробезопасность
- Пожаробезопасности

Вредные факторы:

- Недостаточная освещенность;
- Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры;
- Шум, ПДУ, СКЗ, СИЗ;
- Повышенный уровень электромагнитного излучения, ПДУ, СКЗ, СИЗ;
- ПДК, класс опасности, СКЗ, СИЗ;

Опасные факторы:

- Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, R_{заземления}, СКЗ, СИЗ; Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.

<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Выбросы в окружающую среду • Решения по обеспечению экологической безопасности 	<p>Наличие промышленных отходов (бумага-черновики, вторцвет- и чермет, пластмасса, перегоревшие люминесцентные лампы, оргтехника, обрезки монтажных проводов) и способы их утилизации;</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <p>1.разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</p> <p>2.разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>	<p>Рассмотрены 2 ситуации ЧС:</p> <p>1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-коммуникациях, водоканале, транспорте);</p> <p>2) техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа), представлены мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.</p>
<p>4. Перечень нормативно-технической документации.</p>	<p>ГОСТы, СанПиНы, СНиПы;</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Федорчук Ю.М.	д.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Гурьев Иван Сергеевич		

4. Социальная ответственность

Социальная ответственность - ответственность отдельного ученого и научного сообщества перед обществом. Первостепенное значение при этом имеет безопасность применения технологий, которые создаются на основе достижений науки, предотвращение или минимизация возможных негативных последствий их применения, обеспечение безопасного как для испытуемых, как и для окружающей среды проведения исследований.

В ходе данной работы разработка и исследование высокоэффективного источника питания для телекоммуникационного оборудования. Работа выполнялась в лаборатории ИОА СО РАН. Все работы выполнялись с использованием компьютера. Раздел также включает в себя оценку условий труда на рабочем месте, анализ вредных и опасных факторов труда, разработку мер защиты от них.

4.1. Производственная безопасность

4.1.1 Отклонение показателей микроклимата в помещении

Проанализируем микроклимат в помещении, где находится рабочее место. Микроклимат производственных помещений определяют следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха. Эти факторы влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Оптимальные и допустимые значения параметров микроклимата приведены в таблице 1 и 2

Таблица 1 - Оптимальные нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	19-23	40-60	0.1
Теплый	23-25		0.1

Таблица 2 - Допустимые нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
	Нижняя допустимая граница	Верхняя допустимая граница		
Холодный	15	24	20-80	<0.5
Теплый	22	28	20-80	<0.5

Температура в теплый период года 23-25°С, в холодный период года 19-23°С, относительная влажность воздуха 40-60%, скорость движения воздуха 0,1 м/с.

Общая площадь рабочего помещения составляет 42м², объем составляет 147м³. По СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 санитарные нормы составляют 6,5 м² и 20 м³ объема на одного человека. Исходя из приведенных выше данных, можно сказать, что количество рабочих мест соответствует размерам помещения по санитарным нормам.

После анализа габаритных размеров рассмотрим микроклимат в этой комнате. В качестве параметров микроклимата рассмотрим температуру, влажность воздуха, скорость ветра.

В помещении осуществляется естественная вентиляция посредством наличия легко открываемого оконного проема (форточки), а также дверного проема. По зоне действия такая вентиляция является общеобменной. Основным недостатком - приточный воздух поступает в помещение без предварительной очистки и нагревания. Согласно нормам СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 объем воздуха необходимый на одного человека в помещении без дополнительной вентиляции должен быть более 40м³ [1]. В нашем случае объем воздуха на одного человека составляет 42 м³, из этого следует, что дополнительная вентиляция не требуется. Параметры микроклимата поддерживаются в холодное время года за счет систем водяного отопления с нагревом воды до 100°С, а в теплое время года – за счет кондиционирования, с параметрами

согласно [2]. Нормируемые параметры микроклимата, ионного состава воздуха, содержания вредных веществ должны соответствовать требованиям [3].

4.1.2. Превышение уровней шума

Одним из наиболее распространенных в производстве вредных факторов является шум. Он создается рабочим оборудованием, преобразователями напряжения, рабочими лампами дневного света, а также проникает снаружи. Шум вызывает головную боль, усталость, бессонницу или сонливость, ослабляет внимание, память ухудшается, реакция уменьшается.

Основным источником шума в комнате являются компьютерные охлаждающие вентиляторы. Уровень шума варьируется от 35 до 42 дБА. Согласно СанПиН 2.2.2 / 2.4.1340-03, при выполнении основных работ на ПЭВМ уровень шума на рабочем месте не должен превышать 82 дБА [4].

При значениях выше допустимого уровня необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты (СИЗ) и средства коллективной защиты (СКЗ) от шума.

Средства коллективной защиты:

1. устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;
2. изоляция источников шума от окружающей среды (применение глушителей, экранов, звукопоглощающих строительных материалов);
3. применение средств, снижающих шум и вибрацию на пути их распространения;

Средства индивидуальной защиты;

1. применение спецодежды и защитных средств органов слуха: наушники, беруши, антифоны.

Повышенный уровень электромагнитных излучений
Источником электромагнитных излучений в нашем случае являются дисплеи ПЭВМ. Монитор компьютера включает в себя излучения рентгеновской, ультрафиолетовой и инфракрасной области, а также широкий диапазон электромагнитных волн других частот. Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 напряженность электромагнитного поля по электрической составляющей на

расстоянии 50 см вокруг ВДТ не должна превышать 25В/м в диапазоне от 5Гц до 2кГц, 2,5В/м в диапазоне от 2 до 400кГц [1]. Плотность магнитного потока не должна превышать в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц 250нТл, и 25нТл в диапазоне от 2 до 400кГц. Поверхностный электростатический потенциал не должен превышать 500В [1]. В ходе работы использовалась ПЭВМ типа Асер VN7-791 со следующими характеристиками: напряженность электромагнитного поля 2,5В/м; поверхностный потенциал составляет 450 В (основы противопожарной защиты предприятий ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.010 – 76.) [5].

При длительном постоянном воздействии электромагнитного поля (ЭМП) радиочастотного диапазона при работе на ПЭВМ у человеческого организма сердечно-сосудистые, респираторные и нервные расстройства, головные боли, усталость, ухудшение состояния здоровья, гипотония, изменения сердечной мышцы проводимости. Тепловой эффект ЭМП характеризуется увеличением температуры тела, локальным селективным нагревом тканей, органов, клеток за счет перехода ЭМП на теплую энергию.

Предельно допустимые уровни облучения (по *ОСТ 54 30013-83*):

- а) до 10 мкВт./см², время работы (8 часов);
- б) от 10 до 100 мкВт/см², время работы не более 2 часов;
- в) от 100 до 1000 мкВт/см², время работы не более 20 мин. при условии пользования защитными очками;
- г) для населения в целом ППМ не должен превышать 1 мкВт/см².

Защита человека от опасного воздействия электромагнитного излучения осуществляется следующими способами:

СКЗ

1. защита временем;
2. защита расстоянием;
3. снижение интенсивности излучения непосредственно в самом источнике излучения;
4. экранирование источника;

5. защита рабочего места от излучения;

СИЗ

1. Очки и специальная одежда, выполненная из металлизированной ткани (кольчуга). При этом следует отметить, что использование СИЗ возможно при кратковременных работах и является мерой аварийного характера. Ежедневная защита обслуживающего персонала должна обеспечиваться другими средствами.

2. Вместо обычных стекол используют стекла, покрытые тонким слоем золота или диоксида олова (SnO_2).

4.1.3 Поражение электрическим током

К опасным факторам можно отнести наличие в помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток напряжением 220 В и частотой 50 Гц. По опасности электропоражения комната относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует повышенная влажность, высокая температура, токопроводящая пыль и возможность одновременного соприкосновения токоведущих элементов с заземленными металлическими корпусами оборудования [6].

Лаборатория относится к помещению с без повышенной опасностью поражения электрическим током. Безопасными номиналами являются: $I < 0,1 \text{ А}$; $U < (2-36) \text{ В}$; $R_{\text{зазем}} < 4 \text{ Ом}$. В помещении применяются следующие меры защиты от поражения электрическим током: недоступность токоведущих частей для случайного прикосновения, все токоведущие части изолированы и ограждены. Недоступность токоведущих частей достигается путем их надежной изоляции, применения защитных ограждений (кожухов, крышек, сеток и т.д.), расположения токоведущих частей на недоступной высоте.

Каждому необходимо знать меры медицинской помощи при поражении электрическим током. В любом рабочем помещении необходимо иметь медицинскую аптечку для оказания первой медицинской помощи.

Поражение электрическим током чаще всего наступает при небрежном обращении с приборами, при неисправности электроустановок или при их повреждении.

Для освобождения пострадавшего от токоведущих частей необходимо использовать непроводящие материалы. Если после освобождения пострадавшего из-под напряжения он не дышит, или дыхание слабое, необходимо вызвать бригаду скорой медицинской помощи и оказать пострадавшему доврачебную медицинскую помощь:

- обеспечить доступ свежего воздуха (снять с пострадавшего стесняющую одежду, расстегнуть ворот);
- очистить дыхательные пути;
- приступить к искусственной вентиляции легких (искусственное дыхание);
- в случае необходимости приступить к непрямому массажу сердца.

Любой электроприбор должен быть немедленно обесточен в случае:

- возникновения угрозы жизни или здоровью человека;
- появления запаха, характерного для горячей изоляции или пластмассы;
- появления дыма или огня;
- появления искрения;
- обнаружения видимого повреждения силовых кабелей или коммутационных устройств.

Для защиты от поражения электрическим током используют СИЗ и СКЗ.

Средства коллективной защиты:

1. Заземление источников электрического тока;
2. Использование щитов, барьеров, клеток, ширм, а также заземляющих и шунтирующих штанг, специальных знаков и плакатов.

Средства индивидуальной защиты:

3. Использование диэлектрических перчаток, изолирующих клещей и штанг, слесарных инструментов с изолированными рукоятками, указатели величины напряжения, калоши, боты, подставки и коврики.

4. Освещенность

Согласно СНиП 23-05-95 в лаборатории, где происходит периодическое наблюдение за ходом производственного процесса при постоянном нахождении людей в помещении освещенность при системе общего освещения не должна быть ниже 300 Лк.

Правильно спроектированное и выполненное освещение обеспечивает высокий уровень работоспособности, оказывает положительное психологическое действие на человека и способствует повышению производительности труда.

На рабочей поверхности должны отсутствовать резкие тени, которые создают неравномерное распределение поверхностей с различной яркостью в поле зрения, искажает размеры и формы объектов различия, в результате повышается утомляемость и снижается производительность труда.

Для защиты от слепящей яркости видимого излучения (факел плазмы в камере с катализатором) применяют защитные очки, щитки, шлемы. Очки на должны ограничивать поле зрения, должны быть легкими, не раздражать кожу, хорошо прилегать к лицу и не покрываться влагой.

$$5. h = H - h_p - h_c = 3,5 - 1 - 0,5 = 2,0 \text{ м.}$$

6. Расстояние между соседними светильниками или рядами определяется по формуле:

$$7. L = \lambda \cdot h = 1,1 \cdot 2 = 2,2 \text{ м}$$

8. Число рядов светильников в помещении:

$$9. Nb = \frac{B}{L} = \frac{6}{2,2} = 2,72 \approx 3$$

10. Число светильников в ряду:

$$11. Na = \frac{A}{L} = \frac{7}{2,2} = 3,2 \approx 3$$

12. Общее число светильников:

$$13. N = Na \cdot Nb = 3 \cdot 3 = 9$$

14. Расстояние от крайних светильников или рядов до стены определяется по формуле:

$$15. l = \frac{L}{3} = \frac{2,2}{3} = 0,7 \text{ м}$$

16. Индекс помещения определяется по формуле:

$$17. i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A+B)} = \frac{7 \cdot 6}{2,0 \cdot (7+6)} = 1,6$$

$$18. -10\% \leq \frac{\Phi_{ЛД} - \Phi_{П}}{\Phi_{ЛД}} \cdot 100\% \leq 20\%;$$

$$19. \frac{\Phi_{ЛД} - \Phi_{П}}{\Phi_{ЛД}} \cdot 100\% = \frac{2600 - 2457,44}{2600} \cdot 100\% = 5,5\%.$$

4.1.4 Пожарная опасность

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, а здания на категории А, Б, В, Г и Д.

Согласно НПБ 105-03 лаборатория относится к категории В – горючие и трудно горючие жидкости, твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы, вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых находится, не относятся к категории наиболее опасных А или Б.

По степени огнестойкости данное помещение относится к 1-й степени огнестойкости по СНиП 2.01.02-85 (выполнено из кирпича, которое относится к трудно сгораемым материалам).

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

а) халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для локализации или ликвидации загорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения. Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды.

Огнетушители водо-пенные (ОХВП-10) используют для тушения очагов пожара без наличия электроэнергии. Углекислотные (ОУ-2) и порошковые огнетушители предназначены для тушения электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В. Для тушения токоведущих частей и электроустановок применяется переносной порошковый огнетушитель, например ОП-5.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не

более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

Для предупреждения пожара и взрыва необходимо предусмотреть:

1. специальные изолированные помещения для хранения и разлива легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), оборудованные приточно-вытяжной вентиляцией во взрывобезопасном исполнении - соответствии с ГОСТ 12.4.021-75 и СНиП 2.04.05-86;

2. специальные помещения (для хранения в таре пылеобразной канифоли), изолированные от нагревательных приборов и нагретых частей оборудования;

3. первичные средства пожаротушения на производственных участках (передвижные углекислые огнетушители ГОСТ 9230-77, пенные огнетушители ТУ 22-4720-80, ящики с песком, войлок, кошма или асбестовое полотно);

4. автоматические сигнализаторы (типа СВК-3 М 1) для сигнализации о присутствии в воздухе помещений до взрывных концентраций горючих паров растворителей и их смесей.

Лаборатория полностью соответствует требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, изображенного на рисунке 1, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.

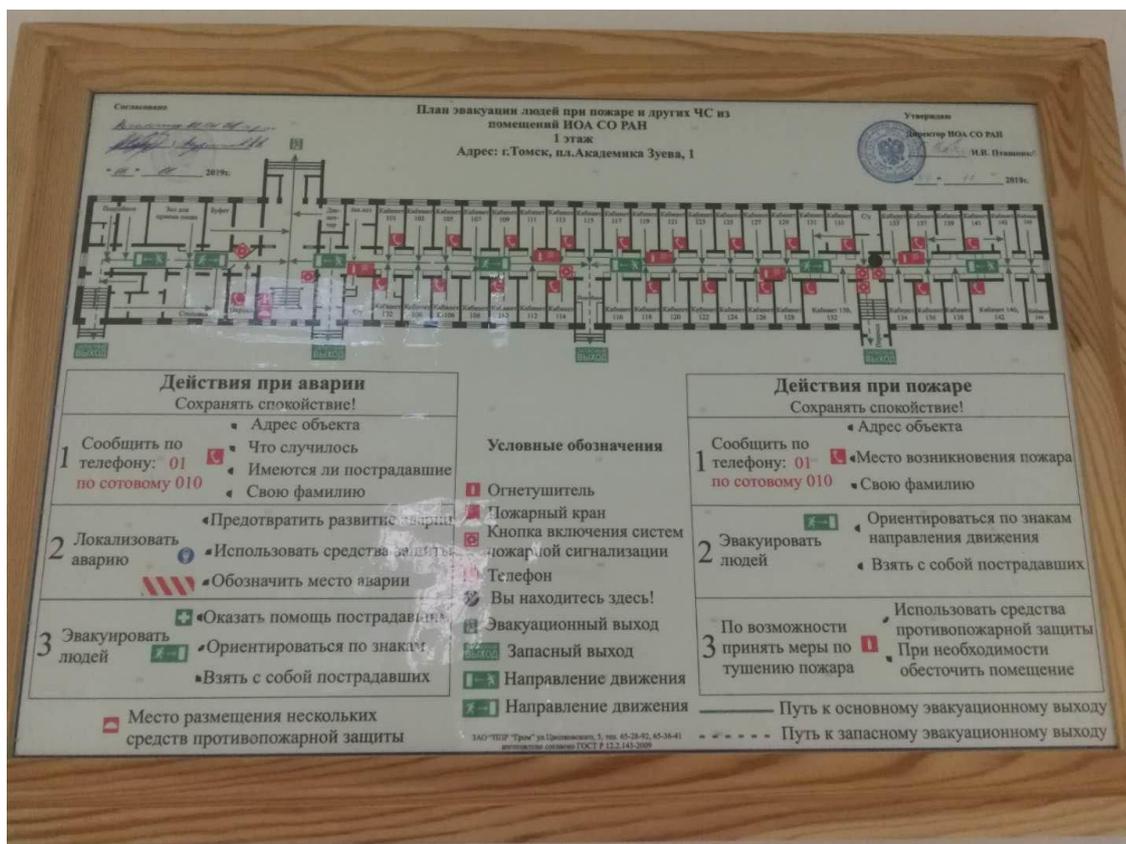


Рисунок 4.1 – План эвакуации

4.2. Экологическая безопасность

В компьютерах огромное количество компонентов, которые содержат токсичные вещества и представляют угрозу, как для человека, так и для окружающей среды.

К таким веществам относятся:

- свинец (накапливается в организме, поражая почки, нервную систему);
- ртуть (поражает мозг и нервную систему);
- никель и цинк (могут вызывать дерматит);
- щелочи (прожигают слизистые оболочки и кожу);

Поэтому компьютер требует специальных комплексных методов утилизации.

В этот комплекс мероприятий входят:

- отделение металлических частей от неметаллических;
- металлические части переплавляются для последующего производства;
- неметаллические части компьютера подвергаются специально переработке.

Узнать насколько новая техника соответствует современным эко-стандартам и примут ее на утилизацию после окончания срока службы.

Утилизировать оргтехнику, а не просто выбрасывать на «свалку» необходимо по следующим причинам:

Во-первых, в любой компьютерной и организационной технике содержится некоторое количество драгоценных металлов. Российским законодательством предусмотрен пункт, согласно которому все организации обязаны вести учет и движение драгоценных металлов, в том числе тех, которые входят в состав основных средств. За несоблюдение правил учета, организация может быть оштрафована на сумму от 20000 до 30000 руб. (согласно ст. 19.14. КоАП РФ);

Во-вторых, предприятие также может быть оштрафовано за несанкционированный вывоз техники или оборудования на «свалку»;

Стадия утилизации, утилизируя технику мы заботимся об экологии: количество не перерабатываемых отходов минимизируется, а такие отходы, как пластик, пластмассы, лом черных и цветных металлов, используются во вторичном производстве. Электронные платы, в которых содержатся драгметаллы, после переработки отправляются на аффинажный завод, после чего чистые металлы сдаются в Госфонд, а не оседают на свалках.

4.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Природная чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории или акватории, сложившейся в результате возникновения источника природной чрезвычайной ситуации, который может повлечь или повлек за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей и (или) окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Производство находится в городе Томске с континентально-циклоническим климатом. Природные явления (землетрясения, наводнения, засухи, ураганы и т. д.), в данном городе отсутствуют.

Возможными ЧС на объекте в данном случае, могут быть сильные морозы и диверсия.

Для Сибири в зимнее время года характерны морозы. Достижение критически низких температур приведет к авариям систем теплоснабжения и жизнеобеспечения, приостановке работы, обморожениям и даже жертвам среди населения. В случае переморозки труб должны быть предусмотрены запасные обогреватели. Их количества и мощности должно хватать для того, чтобы работа на производстве не прекратилась.

В лаборатории ИОА СО РАН наиболее вероятно возникновение чрезвычайных ситуаций (ЧС) техногенного характера.

ЧС техногенного характера — это ситуации, которые возникают в результате производственных аварий и катастроф на объектах, транспортных магистралях и продуктопроводах; пожаров, взрывов на объектах.

Для предупреждения вероятности осуществления диверсии предприятие необходимо оборудовать системой видеонаблюдения, круглосуточной охраной, пропускной системой, надежной системой связи, а также исключения распространения информации о системе охраны объекта, расположении помещений и оборудования в помещениях, системах охраны, сигнализаторах, их местах установки и количестве. Должностные лица раз в полгода проводят тренировки по отработке действий на случай экстренной эвакуации.

Перечень НТД

1. ГОСТ 54 30013-83 Электромагнитные излучения СВЧ. Предельно допустимые уровни облучения. Требования безопасности
2. ГОСТ 12.4.154-85 “ССБТ. Устройства, экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты”
3. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
4. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 "Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ)".
5. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
6. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
7. ГОСТ 12.4.123-83. Средства коллективной защиты от инфракрасных излучений. Общие технические требования.
8. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
9. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

10. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
- ГОСТ 12.2.037-78. Техника пожарная. Требования безопасности
11. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к качеству атмосферного воздуха
12. ГОСТ 30775-2001 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов.
13. СНиП 21-01-97. Противопожарные нормы.
14. ГОСТ 12.4.154. Система стандартов безопасности труда. Устройства, экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты. Общие технические требования, основные параметры и размеры

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда»
2. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Электронный ресурс – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/41131/>
3. ГОСТ 12.0.002-80. Система стандартов безопасности труда. Термины и определения. Электронный ресурс – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/23141/>
4. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Электронный ресурс – Режим доступа: https://znautovar.ru/gost/2/GOST_12100588_SSBT_Obshhie_san.html
5. СНиП 2.04.05 91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование». Электронный ресурс – Режим доступа: <http://www.vashdom.ru/snip/20405-91/>
6. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования». Электронный ресурс – Режим доступа: https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/4/4659/
7. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности». Электронный ресурс – Режим доступа: http://www.rosteplo.ru/Npb_files/npb_shablon.php?id=838
8. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение». Электронный ресурс – Режим доступа: <http://base.garant.ru/2306278/>
9. «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности». Электронный ресурс – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_146173/
10. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие

требования безопасности». Электронный ресурс – Режим доступа: https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/4/4655/

11. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности». Электронный ресурс – Режим доступа: <http://stroysvoimirukami.ru/gost-122003-91/>

12. ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ «Работы электросварочные. Общие требования безопасности». Электронный ресурс – Режим доступа: <http://weldzone.info/norms/44-defend/689-gost-123003-86-sistema-standartov-bezopasnosti-trudaraboty-elektrosvarochnye-trebovaniya-bezopasnosti>

13. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>

14. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>

15. МР 2.2.8.2127-06 Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки. Электронный ресурс. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_100462/

16. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На данный момент все месторождения Останинской группы Томской области, оборудованные установками электроцентробежных насосов, характеризуются: планомерным снижением объемного дебита жидкости; падением пластового давления; увеличением обводненности скважин, что ухудшает условия работы погружного оборудования. Одной из важнейших задач является поддержание эксплуатационного фонда скважин в работоспособном состоянии. Одной из мер по повышению работоспособности скважин и увеличение МРП и СНО установок - является борьба с солеотложениями и коррозионной активностью.

Анализ осложненного фонда скважин, оборудованных электроцентробежными насосами, показывает, что наиболее ощутимый ущерб оборудованию наносят солеотложение, и коррозия. Динамика роста обводненности и увеличения выноса механических примесей обуславливают негативное влияние на ГНО. Основной причиной отложения солей и коррозии оборудования является попутная вода, добываемая совместно с нефтью.

Ингибитор солеотложений Ресолвер 5000 признан наиболее действенным ингибитором в борьбе с солеотложением в условиях использования на Останинской группе месторождений Томской области, применяясь на осложненном фонде скважин Северо-Останинского месторождения методом постоянного дозирования с применением СУДР с минимальной эффективной дозировкой 30 г/м³, также успешное применение доказал ингибитор коррозии – ИТПС-508А при дозировке 30 г/м³ с использованием скважинной установки дозирования реагента. На скважинах, осложненных несколькими факторами, ингибитор комплексного действия Акватек 515 с минимальной эффективной дозировкой 20 г/м³, доказал свою действенность.

В условиях Останинской группы месторождений, с высокой обводненностью, большим выносом механических примесей и высокого содержания агрессивных газов, применяя комбинированные методы,

использования погружного оборудования НКТП серии ТС 3000F и постоянного дозирования ингибиторов разными способами, используя ПСК и СУДР, был получен существенный результат по увеличению МРП и СНО глубинного оборудования до 700 суток и сокращения отказов до минимального показателя -1, что в свою очередь, увеличило объемы добычи и положительно сказалось на технико-экономической составляющей организации в целом.

Перспективным методом комплексной защиты как от коррозии и химизации, так и защиты от солей с совместным осложняющим фактором (соли+коррозия) является использование погружного скважинного контейнера с ингибитором комплексного действия Акватек 515, который обладает рядом преимуществ в сравнение другими способами ингибирования, а именно, не требует постоянного обслуживания и с возможностью применения на отдаленных кустовых площадках без круглогодичного подъезда и доказал свою эффективность на скважинах Останинской группы месторождений увеличением МРП и СНО свыше 500 суток, уменьшением скорости фоновой коррозии и увеличением защитного эффекта от солеобразования до 90%.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шангараева Л.А., Максютин А.В., Султанова Д.А.. Способы предотвращения солеотложения при разработке и эксплуатации залежей нефти// Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1 (часть 1)
2. Антониади Д. Г., Савенок О. В. Нефтепромысловые системы с осложненными условиями добычи // Научно-методический электронный журнал «Концепт». – 2013. – Т. 3. – С. 831–835. – URL: <http://e-koncept.ru/2013/53169.htm>.
3. Джордан М, Макей Э. Предотвращение отложения солей в процессе добычи нефти на глубоководных месторождениях. /Нефтегазовые технологии. - 2006. - № 1. - С. 44-48.
4. Шайдаков В.В., Масланов А.А., Емельянов А.В. и др. Предотвращение солеотложений в системе поддержания пластового давления / Нефтяное хозяйство. - 2007. - №6. - С. 70-71.
5. Технологический регламент ПАО «НК «Роснефть». Подбор оборудования, запуск вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН. № П1-01.05 ТР-0001, версия 3.00 , 2017.
6. Смышляев И.В. системный анализ причин отказов погружного оборудования и разработка эффективных мероприятий направленных на повышение наработки на отказ. – М.: всероссийский конкурс «новая идея» на лучшую научно-техническую разработку среди молодежи предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса, 2016, №1. – 24 с.
7. Малышев А.С., Хабибуллин Р.А. (ОАО «НК «Роснефть»), Ганиев И.М., Невядовский Е.Ю., Волошин А.И., Рагулин В.В. (ООО «РН-УфаНИПИнефть»). Разработка шаблонов применимости технологий предотвращения солеотложения в добывающих скважинах/ Нефтяное хозяйство. - 2009.

8. Стандарт АО «Томскнефть» ВНК. Организация работ по удалению и предотвращению солевых и асфальтеносмолопарафиновых отложений. № П1-01.05 С-0080 ЮЛ-098, версия 1.00 , 2017.

9. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (с изменениями на 12 января 2015 года) (редакция, действующая с 1 января 2017 года).

10. Камалетдинов Р.С. Обзор существующих методов предупреждения и борьбы с солеотложением в погружном оборудовании / Инженерная практика. - 2009. - №1. - С. 12-15.

11. Шабля В.В. Опыт работы ТПП «Когалымнефтегаз» с солеобразующим фондом скважин / Инженерная практика. - 2009. - №1. - С. 22-25.

12. Шайдаков В.В. Капиллярные системы для предотвращения солеотложения в нефтедобыче / Инженерная практика. - 2009. - №1. - С. 98-101.

13. Щелконогов С.М.. Majorpack – опыт применения защитных систем НКТ / Инженерная практика. - 2016. - №6.

14. Стандарт АО «Томскнефть» ВНК. Организация работ по предотвращению коррозии в скважине и скважинном оборудовании. № П1-01.05 С-0057 ЮЛ-098, версия 2.00 , 2017.

15. Опытный завод Нефтехим [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://ozneftehim.ru/>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус., англ.

16. Положение компании «НК «Роснефть»». Порядок применения химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья компании. № П1-01.05 Р-0339, версия 1.00, 2017.

17. Котласский химический завод [Электронный ресурс] – Режим доступа <http://kchz.ru/item/azol-3010>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус., англ.

18. Экспериментальный завод Нефтехим [Электронный ресурс] – Режим доступа <http://www.neftehim.su/>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус., англ.

19. Интехпромсервис [Электронный ресурс] – Режим доступа интехпромсервис. рф/, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус., англ.
20. Сайт Научно-производственного объединения «АКВВАТЕК» // <http://aquatech.su/> (электронный ресурс).
21. Волочков А.Н., Уметбаев В.Г. повышение надежности эксплуатации глубинного оборудования скважин в условиях отложения солей на Кирском и Коттынском месторождениях// электронный журнал «Нефтегазовое дело» – 2011, №1. – 99-106 с.
22. Курс финансового менеджмента - учебник / В.В. Ковалев. – М.: Велби, 2008. – 448 с.
23. ГОСТ 12.1.005-88 Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны
24. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий на территории застройки
25. ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования
26. Стандарт АО «Томскнефть» ВНК. Порядок организации работ повышенной опасности. № ПЗ-05 С-0103 ЮЛ-098, версия 4.02 , 2016.
27. ГН 2.1.6.695-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест
28. О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов [Электронный ресурс] : постановление Правительства Российской Федерации от 21 августа 2000 года № 240 (ред. от 15.04.2002г.) // КонсультантПлюс : справ. правовая система. - Версия Проф. - Электрон. данные. - М., 2016. - Доступ из локальной сети Науч. б-ки Том. гос. ун-та.