

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова»

Высшая школа энергетики, нефти и газа

Анисимов Виталий Романович

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

15.03.02 Технологические машины и оборудование
Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

Увеличение межремонтного периода насосного оборудования системы добычи
нефти применением современных технологий предотвращения солеотложений

Утверждена приказом от «12» _____ май _____ 2020 г. № 667 - А

Руководитель ВКР	_____	_____	Долгова И.И., доцент, доцент
Консультанты	_____	_____	Теселкин М.В., старший преподаватель
Нормоконтроль	_____	_____	Скрипниченко В.А., профессор, д.э.н, профессор
Руководитель ОПОП	_____	_____	А.Л. Попов, доцент, к.т.н. А.Л. Попов, доцент, к.т.н.

Постановление ГЭК от 29 июня 2020 г.
Признать, что обучающийся Анисимов В.Р.

выполнил(-а) и защитил(-а) ВКР с отметкой _____
(отметка прописью)

Председатель ГЭК _____ А.В. Красиков

Секретарь ГЭК _____ М.В. Теселкин

Архангельск 2020

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова»

Высшая школа Энергетики Нефти и Газа
(наименование высшей школы / филиала / института)

ЗАДАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЫ

15.03.02 Технологические машины и оборудование
Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов
(код и наименование направления подготовки / специальности)

Тема ВКР: «Увеличение межремонтного периода насосного оборудования
системы добычи нефти применением современных технологий предотвращения
солеотложений

Утверждена протоколом заседания кафедры от « 12 » _____ мая 20 20 г. № 667 - А

Обучающемуся (-ейся):
Анисимову Виталию Романовичу
(Ф.И.О.)

Курс: 4 Группа: 241601

Срок сдачи выпускником законченной работы: « ____ » _____ 20 ____ г.

Исходные данные к работе

б – компонентный состав пластовых вод, данные по скважине, данные по применяемому
оборудования для защиты от солеотложений, характеристика района

Основные разделы работы с указанием вопросов, подлежащих рассмотрению
рассмотреть информацию о используемом оборудовании, проанализировать основные
методы борьбы с солеотложения, применяемые на производстве, изучить современные
технологии для борьбы с солеотложениями, на основе лабораторных испытаний выявить
наиболее эффективный.

База проведения исследований ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Перечень обязательных приложений к работе отсутствует

Перечень графического материала

Чертеж лабораторной установки с комплектующими лист А2Х2, чертеж технико-экономических показателей проекта – лист А1, чертёж электромагнитного излучателя- лист А1.

Консультанты по работе

по разделу _____ Теселкин М.В., старший преподаватель

по разделу _____ Скрипниченко В.А., профессор, д.э.н., профессор

Дата выдачи задания « 20 » января 2020 г.

Руководитель ВКР

_____ (подпись)

_____ (инициалы, фамилия)

Задание принял к исполнению « _____ » _____ 20 ____ г.

Обучающийся (-аяся)

_____ (подпись)

Анисимов В.Р.

_____ (инициалы, фамилия)

РЕФЕРАТ

Анисимов В. Р. Увеличение межремонтного периода насосного оборудования системы добычи нефти применением современных технологий предотвращения солеотложений.

Руководитель ВКР – Долгова И. И.

Бакалаврская работа. Выпускная квалификационная работа объемом 74 с. содержит 25 рисунков, 15 таблиц, 2 диаграммы, 9 источников и графическую часть на 4 листах.

Ключевые слова: солеотложения, минерализация, пластовая вода, ингибитор, физическое воздействие, РВК – 1.

В первой главе представлен обзор по теме ВКР, включающий: описание Приобского месторождения, рассмотрены основные причины отказов внутрискважинного оборудования, методы борьбы с солеотложениями, применяемые на Приобском месторождении.

Во второй главе рассмотрен метод воздействия физическими полями на пластовую воду Приобского месторождения, а также проведены лабораторные испытания, с применением магнитного поля, на основе данных испытаний сделан вывод о применимости воздействия физическими полями на пластовую воду месторождения.

В третьей главе произведен расчет экономической эффективности внедрения установки РВК – 1.

В четвертой главе рассмотрены общие положения по технике безопасности на объектах горных работ, основные опасности при спуска-подъемных операциях.

25.06.2020

(дата)

(подпись)

Анисимов В. Р.

(инициалы, фамилия)

ОГЛАВЛЕНИЕ

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....	6
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	7
ВВЕДЕНИЕ	8
1 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА.....	9
1.1 Общие сведения о компании РН-Юганскнефтегаз.....	9
1.2 Общие сведения о месторождении Приобское, перенасыщенность пластового флюида.....	9
1.3 Методы борьбы с коррозией и солеобразованием, на поверхности рабочих колёс УЭЦН	12
2 МЕТОД ВОЗДЕЙСТВИЯ ФИЗИЧЕСКИМИ ПОЛЯМИ НА ОТЛОЖЕНИЯ СОЛЕЙ.....	20
2.1 Анализ промысловых данных	21
2.3 Описание проводившихся опытов	27
2.5 Резонансо-волновой комплекс	38
2.5.2 Особенности конструирования оборудования	41
2.5.3 Тенденции в конструировании оборудования.....	42
3 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ОТ ВНЕДРЕНИЯ ПРОЕКТА	45
3.1 Исходные данные для расчета	45
3.3 Методика расчета экономического эффекта	46
3.5 Техничко-экономические показатели проекта	55
4 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	58
4.1 Промышленная безопасность при проведении ремонта скважин.....	58
4.2 Требования к специалистам	60
4.3 Промышленная безопасность при эксплуатации РВК	63
4.4 Охрана окружающей среды.....	65

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	67
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	68
ПРИЛОЖЕНИЕ	70

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящем текстовом документе использованы ссылки на следующие нормативные документы:

ГОСТ 9.506-87 Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности

ПРИКАЗ от 10 июля 2017 года N 254 Об утверждении Перечня нормативных правовых актов и нормативных документов, относящихся к сфере деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (раздел I "Технологический, строительный, энергетический надзор") П-01-01-2017 (с изменениями на 14 февраля 2019 года)

ИПБОТ 127-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для помощника бурильщика капитального ремонта скважин.

ПРИКАЗ от 28 декабря 2017 года N 883н Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам, занятым на геологических, топографо-геодезических, изыскательских, землеустроительных работах и в картографическом производстве (занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением)

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящем текстовом документе применяются следующие определения, обозначения и сокращения:

ООО – общество с ограниченной ответственностью.

УЦДНГ – управление цехами добычи нефти и газа.

УЦППН -управление цехами подготовки и перекачки нефти.

УСИНГ - управление сбора и переработки газа.

УППД - управление цехами поддержания пластового давления.

УЭЦН - установка электроцентробежного насоса.

МРП – межремонтный период.

УДЭ установка дозирочная электроприводная.

АСПО асфальтосмолопарафинистые отложения.

ПСК – погружной скважинный контейнер.

ПЗП – призабойная зона пласта.

НКТ – насосно-компрессорные трубы

РВК – резонансо-волновой комплекс

ГНО глубинно-насосного оборудования.

ПР – премии.

ЗП – заработная плата.

СН – северная надбавка.

РК – районный коэффициент.

ТКРС – текущий и капитальный ремонт скважин

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовая отрасль является образующей отраслью для нашей страны. Самые крупные компании, работающие на территории Российской Федерации, так или иначе связанные с ней. Нефтегазовая отрасль одна из самых наукоёмких технологических отраслей мира, а сейчас она переживает период цифровизации, активно внедряются новые технологии, позволяющие экономит миллионы рублей, обрабатывать огромное количество информации за короткое время, что позволяет принимать наилучшее решения для тех или иных задач. Также внедрение новейших технологий позволяет справляться с проблемами, возникающими при добыче трудноизвлекаемых запасов.

Основными задачами нефтегазодобывающей промышленности на современном этапе ее развития являются повышение эффективности разработки месторождений и достижение стабильности уровня добычи нефти, газа и конденсата. Успешность их решения во многом определяется эксплуатационной надежностью технологического оборудования. Проблема образования нежелательных твердых отложений в нефтяных и газовых скважинах, на поверхностном оборудовании и трубопроводах остро стоит в нефтегазодобывающей промышленности.

Основными компонентами большинства промысловых отложений являются карбонат кальция, сульфат кальция и сульфат бария, продукты коррозии, частицы песка и асфальтосмолопарафиновые вещества, которые приводят к разрушению или выводу из строя оборудования, трубопроводов нефтяных и газовых скважинах, что существенно сказывается на успешной деятельности нефтегазовых предприятий. Ввиду актуальности данной проблемы цель диплома рассмотреть возможные способы предотвращения отложения солей на применяемом оборудовании, а также подобрать наиболее эффективные из них, посредством аналитически и практически полученных данных.

1 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА

1.1 Общие сведения о компании РН-Юганскнефтегаз.

Основными видами деятельности компании «РН – Юганскнефтегаз» являются, геологоразведка, эксплуатация и разработка углеводородных месторождений. Эта компания является крупнейшим дочерним предприятием «НК – Роснефть», добыча Юганскнефтегаза составляет примерно 30 % от всей общей добычи Роснефти. В октябре 2019 г. с начала разработки месторождений накопленная добыча «РН-Юганскнефтегаз» составила 2 млрд 400 млн тонн нефти. Предприятие ведет геологоразведку и разработку месторождений на 37 лицензионных участках, общей площадью свыше 21 тысячи квадратных километров.[1]

Углеводороды ресурсы не являются возобновляемым источником энергии, но для поддержания нормального функционирования современного общества они необходимы, с постепенной добычей извлекаемые запасы истощаются, и добывать их становится всё сложнее, особенно это относится и к самому перспективному Приобскому. Именно поэтому специалисты компании реализует различные мероприятия для обеспечения, модернизации и поддержания работоспособности предприятия и его систем. В обеспечении предприятия находятся управление цехами добычи нефти и газа (УЦДНГ), управление цехами подготовки и перекачки нефти (УЦППН), управление сбора и переработки газа (УСИНГ), управление цехами поддержания пластового давления (УППД), а также на территории Приобского месторождения функционируют множество подрядных организаций.

1.2 Общие сведения о месторождении Приобское, перенасыщенность пластового флюида

Дата открытия Приобского месторождения нефти является 1982г., открыто оно было “ГлавТюменьгеологией”, в результате бурения и испытания разведочный скважины, был получен первый приток нефти.

Приобское месторождение расположено, представлено на рисунке 1, в Ханты-Мансийском автономном округе, данное месторождение является ключевым и приоритетным месторождением для «РН-Юганскнефтегаз». Геологические запасы

этого гигантского месторождения составляют 5 миллиардов тонн нефти, а доказанные и извлекаемые 2,4 миллиарда тонн.

Одной из главных проблем при добыче нефти газа на Приобском месторождении является перенасыщенность пластовых вод. Воды данного месторождения имеют ярко выраженную карбонатность, что существенно влияет на время наработки установки электроцентробежных насосов (УЦЭН).

В условиях интенсификации добычи нефти возрастает число различных осложнений, среди которых наиболее распространенными являются увеличение обводненности нефти, а вследствие чего и увеличение концентрации солей, снижение забойного давления. Последние три вида осложнений, а также увеличение глубины спуска оборудования и увеличение температуры на приеме насоса, соответственно, сильно влияют на изменения термобарических условий в скважине и вызывают интенсивное солеотложение на оборудовании. Отложение в нефтепромысловом оборудовании солей при добыче нефти приводит к образованию налета на поверхности рабочих колес и направляющих аппаратах в УЭЦН, что приводит к заклиниванию насоса и, как следствие, к ухудшению технико-экономических показателей нефтегазодобывающих предприятий.

Как видно из данной таблицы процент обводненности и показатель общей минерализации пластовых вод Приобского месторождения достаточно велики, что приводит к выпадения осадка на рабочих частях применяемого оборудования.



Рисунок 1 – Карта Приобского месторождения

1.3 Методы борьбы с коррозией и солеобразованием, на поверхности рабочих колёс УЭЦН

По причине образования солевых отложений на поверхности рабочих колес и направляющих аппаратах в электроцентробежных насосах (ЭЦН), согласно статистике, происходит 39 % отказов, и вместе с отказами по причине отложений механических примесей – 76 % всех поломок насосного оборудования в скважинах. Основные причины отказа оборудования в процентах представлены на рисунке 1.[2]

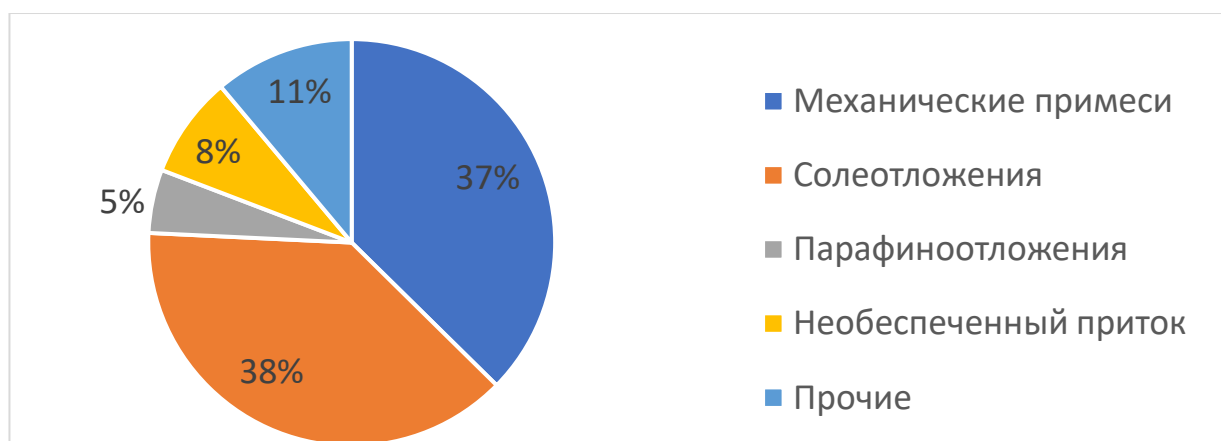


Рисунок 2 – Основные причины отказа оборудования

Осложнения влияют на работу оборудования и уменьшают межремонтный период.

По методике НК «Роснефть» межремонтный период (МРП) — это показатель, который равен отношению отработанного времени за скользящий год действующего добывающего фонда скважин к количеству ремонтов скважин по причине отказа скважинного насосного оборудования за этот же скользящий период. Увеличение межремонтного периода способствует уменьшению затрат на добычу нефти, что в итоге способствует уменьшению себестоимости нефти.

Методы увеличения МРП:

- контроль вывода скважин на режим. С 2006 года выводу на режим скважин, оснащенных скважинным глубинным оборудованием, уделяется повышенное внимание.

- эффективная борьба со скважинными осложнениями. При эксплуатации скважин сталкиваются с нежелательными отложениями солей на глубинонасосном оборудовании.

Существует множество видов различных методов борьбы с солеотложениями, основные из них предложены в рисунке 3.[3]

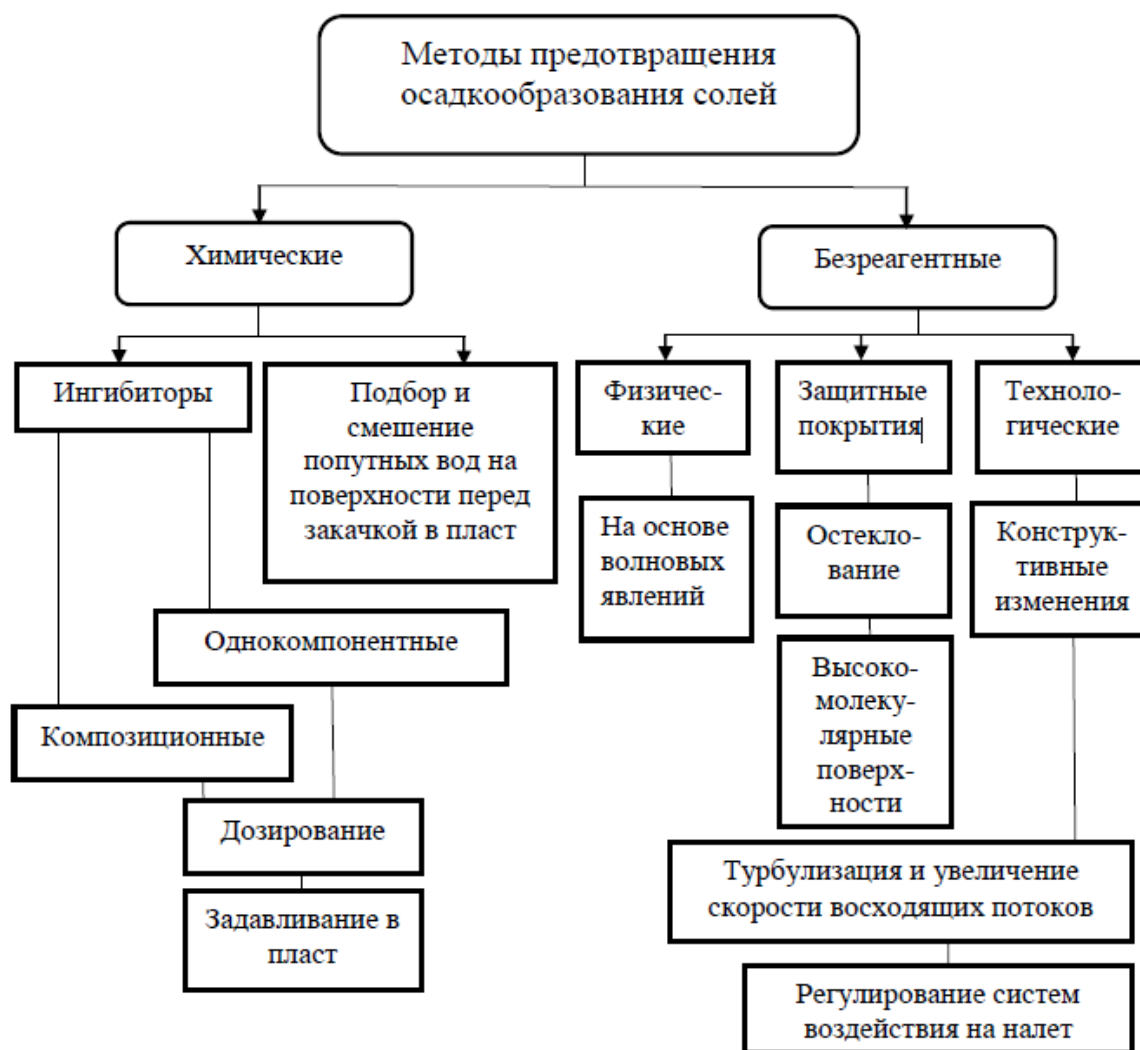


Рисунок 3 – Схема методов предотвращения солеотложений

Для успешного применения данных методов следует внимательно изучать причину возникновения этого вредного фактора. Рассмотрим основные способы предотвращения солеотложений, применяемых на Приобском месторождении, дадим их краткое описание, а также опишем критерии применимости различных технологий, плюсы и минусы их использования.

1.3.1 Постоянное дозирование через удэ или подобные установки

На начальном периоде разработки месторождения концентрация ионов кальция Ca^{2+} в пластовой воде составляла 10-36 мг/дм³. Для поддержания пластового давления в этот период было принято использовать воды сеноманского

водоносного комплекса, что привело к увеличению показателя концентрации до 70-80 мг\дм³ и ухудшению работы УЭЦН. Показатели наработки насосов на отказ резко ухудшились, о чём свидетельствует статистика, число отказов за 2003 год по причине солеотложений увеличилось на 28% по сравнению с 2002 годом. Было принято данную проблему решать с помощью применения технологии постоянного дозирования ингибиторов в затрубное пространство скважины наземными электронасосными дозирующими установками (УДЭ).

Метод заключается в подаче ингибитора в затрубное пространство скважины в постоянном режиме с помощью стандартной дозирующей установки УДЭ (установка дозирочная электроприводная), подключенной к полевой затрубной задвижке скважины. Наиболее распространенный способ ингибирования, который позволяет гарантированно иметь присутствие ингибитора на приеме ЭЦН и в продукции скважины. Внешний вид УДЭ представлена на рисунке 4.



Рисунок 4 – Внешний вид УДЭ

Применение данных установок позволило снизить в 2004 – 2005 гг. снизить число отказов из-за солеотложения и увеличить среднюю наработку на отказ (СНО) скважинных насосов. Но уже в 2006 году вновь возрос показатель отказов ЭЦН из-за солеотложений до 86 % по сравнению с 2005 и резко снизилась СНО насосов. Есть ряд причин: увеличение интенсификации добычи, связанной со снижением забойных давлений в добывающих скважинах, увеличение объемов закачки

подтоварных и смешанных вод в систему поддержания пластового давления. Также из-за агрессивного ведения добычи на месторождении при проведении ремонтных работ активно использовалась жидкость для глушения скважин, которая увеличила концентрацию Ca^{2+} в попутно добываемой воде, что в свою очередь усилило отложение солей в наземном и скважинном нефтепромысловом оборудовании.[4]

На основании этих данных можно сказать о недостаточной эффективности этого метода несмотря на то, что он до сих пор применяется на Приобском месторождении, применение УДЭ не может в полной мере ликвидировать проблему солеотложений.

1.3.2 Погружной скважинный контейнер (ПСК)

Метод применение ПСК это тоже ингибиторная защита от солеотложений, а также асфальтосмолопарафинистых отложений (АСПО), отличие от УДЭ только в том что, контейнер с жидкостью устанавливается не на поверхности, а крепится к нижней части глубинно-насосного оборудования (ГНО).

ПСК крепится к нижней части УЭЦН, а находящийся в нем реагент благодаря невысокой растворимости в добываемой продукции осуществляет защиту от солеотложений всей насосной установки. Твёрдый реагент разных видов содержится в секциях. Секция представляет собой полый цилиндрический корпус с радиальными каналами.

Схема ПСК представлена на рисунке 5.

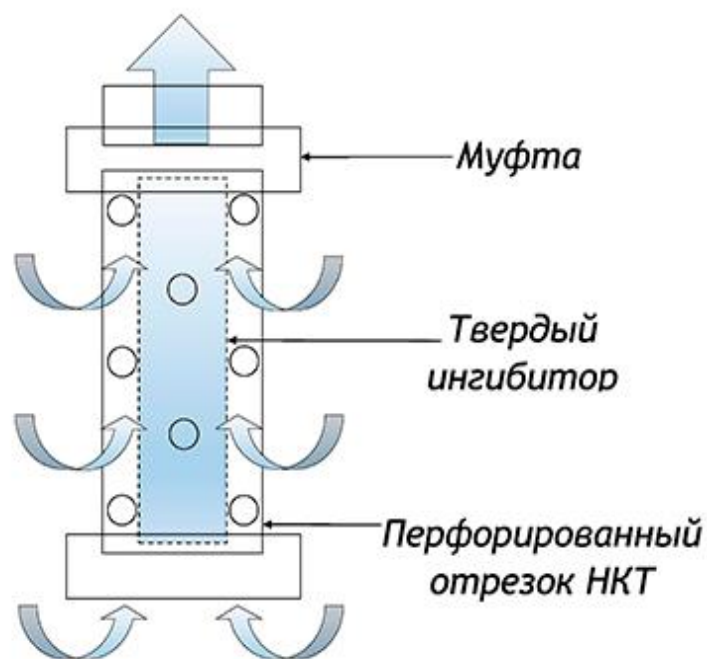


Рисунок 5 – Схема и принцип действия ПСК

Карта применимости ПСК для добывающих скважин в зависимости от дебита и обводненности приведена на рисунке 6.

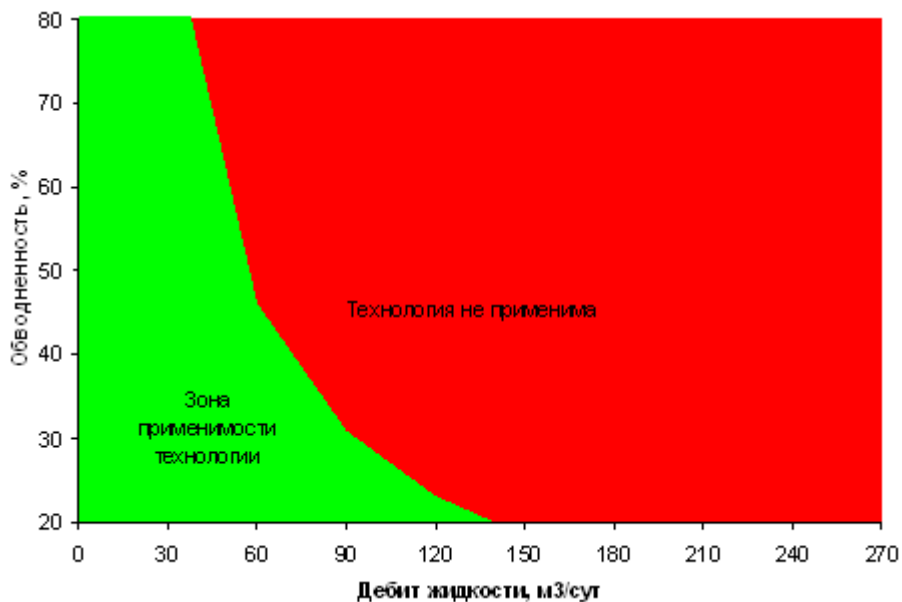


Рисунок 6 – Карта применимости ПСК

Данный метод имеет ограниченную зону применения, не на каждой скважине возможна установка данного комплекса. А также минусом использования данного комплекса заключается в его ресурсообеспечении. Для того чтобы загрузить новую порцию твёрдого ингибитора, необходимо останавливать добычу, доставать этот

контейнер из скважины, что увеличивает затраты и уменьшает рентабельность добычи.

1.3.3 Периодическое дозирование

Для периодического дозирования необходимо выполнение условия неполного выноса воды с забоя скважины для продолжительного эффекта воздействия ингибитора солеотложений.

Карта применимости технологии периодического дозирования для добывающих скважин в зависимости от дебита и обводненности приведена на рисунке 7. Периодическое дозирование также относится к ингибиторным методам защиты от солеотложений.

Технология заключается в серии одноразовых закачек пачек ингибитора в затрубное пространство скважины с частотой один раз в 15 или 30 дней в зависимости от производительности скважины.

Обработке подвергаются скважины с низкой производительностью, где отсутствуют условия немедленного выноса всего объема ингибитора насосом.

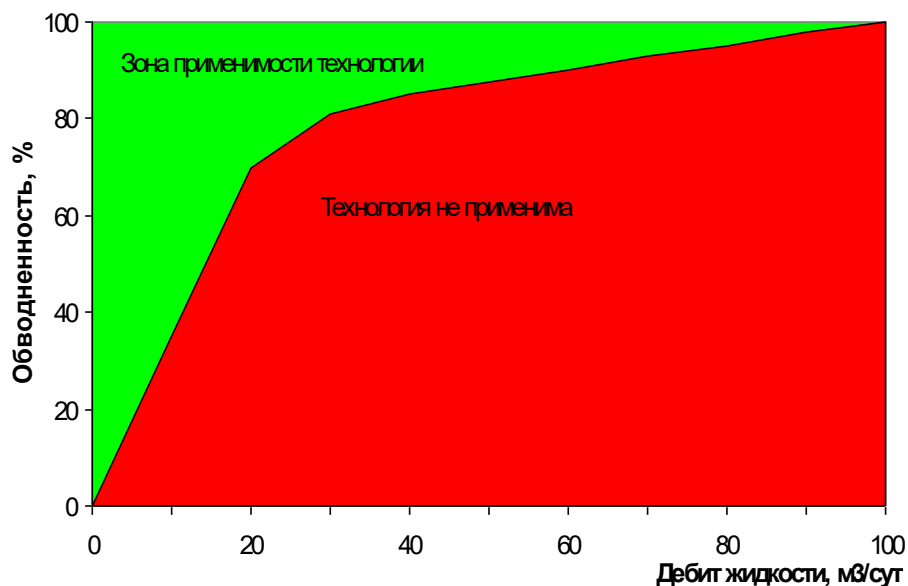


Рисунок 7 - Карта применимости технологии периодического дозирования

При использовании данной технологии существуют два пути поступления ингибитора на прием ЭЦН – из затрубного пространства и с забоя скважины. При выводе скважины на режим после глушения, часть затрубного пространства

заполнена раствором глушения. Введение ингибитора в затруб в этом случае сопровождается его растворением в растворе глушения. При снижении поступления жидкости из пласта скважинный насос начинает отбирать жидкость из затрубного пространства, и растворенный ингибитор поступает на прием ЭЦН. При замещении раствора глушения в затрубном пространстве на нефть часть подаваемого ингибитора, спускаясь на прием насоса под действием собственного веса, поступает в насос, а часть из-за малой скорости восходящего потока успевает опуститься в поднасосное пространство и на забой скважины. В последнем случае растворившийся в водной среде на забое скважины ингибитор постепенно выносится с потоком. Возможна непосредственная задавка насосным агрегатом раствора ингибитора на забой скважины.

1.3.4 Задавка ингибиторов солеотложений в пласт

Технология заключается в задавливании пачки ингибитора в предварительно подготовленную призабойную зону пласта, где он адсорбируется и удерживается на поверхности породы. В процессе фильтрации жидкости через ПЗП (призабойная зона пласта) протекает постепенный процесс десорбции, ингибитор высвобождается и с пластовой жидкостью поступает в добывающую скважину, обеспечивая условия предупреждения отложения солей. В качестве ингибирующей солеотложение композиции могут быть использованы водорастворимые ингибиторы и неводные системы. Время адсорбции (тех. отстоя) составляет 10 - 12 часов.

Шаблон применения технологии задавки ингибитора солеотложения в пласт в зависимости от содержания глини в породе пласта и используемой при ТКРС жидкости глушения на основе растворов хлорида кальция, представлен на рисунке 8.

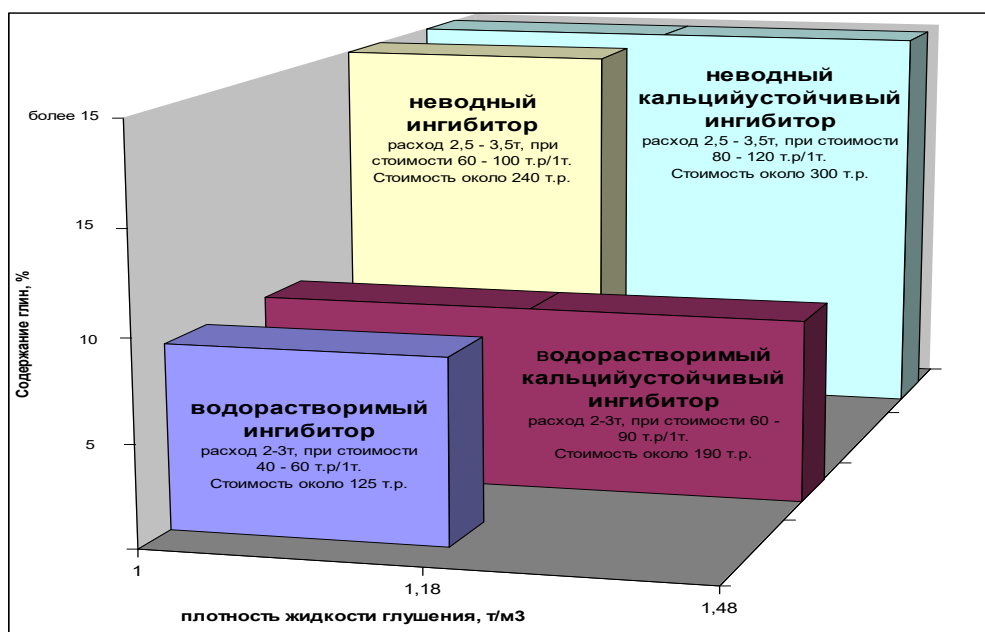


Рисунок 8 – Шаблон применимости технологии

Работы по задавливанию ингибитора в пласт проводятся во время текущего или капитального ремонта в соответствии с основным планом ТКРС.

Все перечисленные методы, применяемые на Приобском месторождении, относятся к классу ингибиторной защиты. Ингибиторный метод предотвращения солеотложений эффективен, но он требует значительных материальных, временных и умственных затрат, необходимо располагать достаточным количеством высококвалифицированного персонала, для подбора правильного ингибирующего агента. Также задавка в пласт ингибитора, при неправильно произведённых расчётах или при не верно подобранном ингибиторе, может некорректно влиять на интенсификационные свойства пласта, что в свою очередь скажется на качестве добываемого флюида. Применение традиционных химреагентов создаёт колоссальную экологическую нагрузку [10]. Одним из приоритетных направлений, развиваемых в настоящее время, является разработка более экологических безопасных методов, каким как раз и является метод воздействия физическими полями на добываемый флюид с целью защиты от солеотложений внутрискважинного и наземного нефтепромыслового оборудования.

2 МЕТОД ВОЗДЕЙСТВИЯ ФИЗИЧЕСКИМИ ПОЛЯМИ НА ОТЛОЖЕНИЯ СОЛЕЙ

Существует метод воздействия физическими полями (магнитными, электромагнитными, акустическими) на отложения солей карбоната кальция в трубах НКТ или на рабочих органах ЭЦН. Данный метод ещё не обрел повсеместного промышленного применения, но лабораторные исследования, а также экспериментальные установки доказывают его обоснованность, применимость и экономическую целесообразность.

Процесс солеотложения характеризуется двумя основными стадиями:

- формирование зародышей кристаллизации;
- рост кристаллов и их конденсация.

В случае с солеотложениями, воздействие магнитного поля на систему интенсифицирует процесс образования соли в потоке системы, тем самым препятствуя ее образованию на поверхности рабочих органов электроцентробежного насоса.

Стоит отметить, что образовавшийся осадок в потоке жидкости имеет химическую активность, которая способствует его осаждению-прилипанию на поверхность рабочих органов. Вне зависимости от построенных физико-механических принципов, будь то рост числа зародышей или рост конденсированной фазы в обоих случаях, которые приводят к разным размерам кристаллов в осадке, данный осадок может осаждаться на поверхности рабочего органа центробежного насоса. Данный случай был бы возможен в неподвижной системе, а так как система в нашем случае имеет высокую скорость потока в полости центробежного насоса, то образовавшийся кристаллический осадок будет выноситься потоком перекачиваемой жидкости.

На основе данных теоретических выводов были разработаны несколько установок, основанных на влиянии магнитного поля на солеотложение.[6]

2.1 Анализ промысловых данных

2.1.1 Химический состав

Скважина номер N Приобского месторождения является проблемной. Время максимальной наработки исправного ЭЦН составляет всего около 46 суток, при этом были применены стандартные методы защиты от солеотложений. Пластовый флюид пласта, разрабатываемого этой скважиной перенасыщенным карбонатом, который откладывается на лопатках рабочих колёс приводит к выводу из строя ЭЦН, схема технологического процесса кустовой площадки представлена в приложении Г. В таблице 1 приведен основной 6-ти компонентный состав воды, из пробы от 23 сентября 2019 года по приобскому месторождению, место отбора пробы ЦДНГ -14.

Таблица 1 - 6 – компонентный химический состав воды ЦДНГ - 14

Плотность г/см ³	рН	Содержание						Жесткость мг-экв/л	Минерал. мг/л
		CO_3^{2-}	HCO_3^-	Cl^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Na^+ + K^+		
		мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л		
1,00050	7,5	60,0	1769,3	5254,0	440,9	36,5	3542,0	25,0	11102,7

Для расчёта величины равновесного насыщения воды карбонатом кальция рассчитаем возможность выпадения осадка по методу Х.А. Стиффи и Л.Е. Девиса.

Ионная сила раствора. [3]

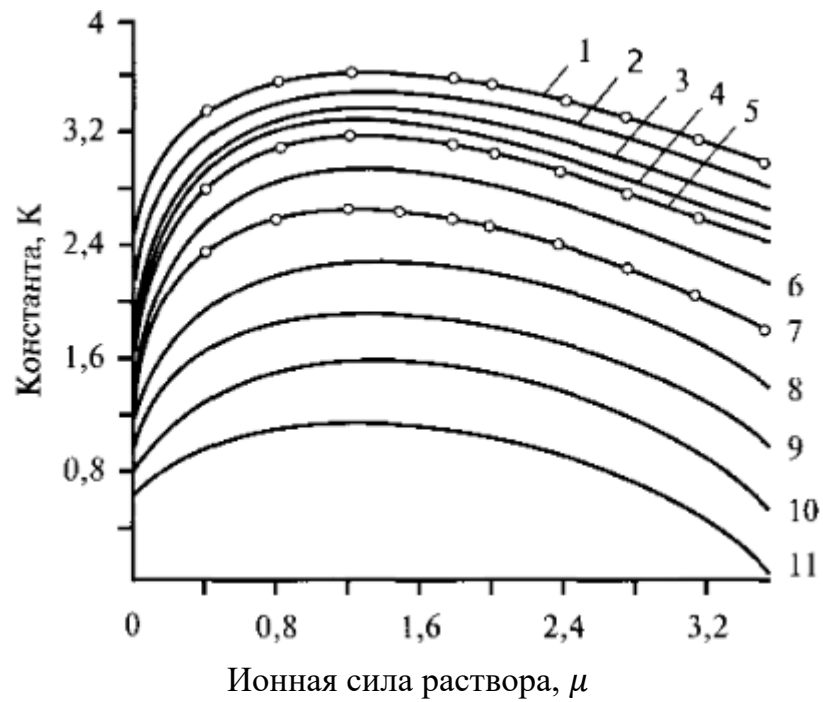


Рисунок 9 – Зависимость величины К от ионной силы раствора при температурах, °С: 1-0; 2-10; 3-20; 4-25; 5-30; 6-40; 7-50; 8-60; 9-70; 9-70; 10-80; 11-90.

Плотность воды при $T = 25\text{ °C}$ составляет $\rho = 1,005 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$, кислотность раствора $pH = 7,5$.

Ионная сила воды:

$$\mu = \frac{(5254 \cdot 0,028 + 1769,3 \cdot 0,0016 + 4409,9 \cdot 0,1 + 36,5 \cdot 0,17 + 3542 \cdot 0,049)}{2000}$$

$$= 0,3904.$$

По данной ионной силе из графика на рисунке 8 для температуры 25 °C находим значение константы $K = 2,7$. Концентрация ионов Ca^{2+} и HCO_3^- переводятся из размерности мг/л в мг/кг, соответственно $440,9/1,106 = 398,6$ мг/кг и $1769,3/1,106 = 1599,7$ мг/кг.

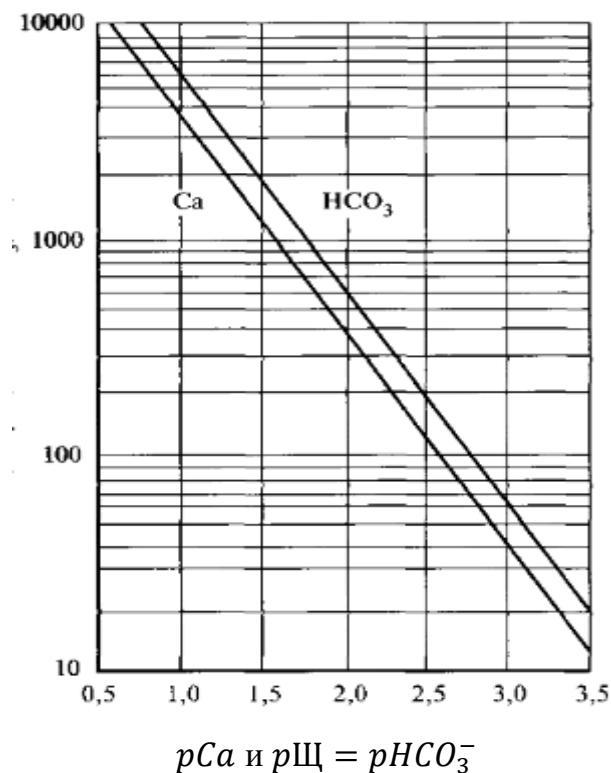


Рисунок 10 – Определение показателей pCa и $pЩ$ по концентрации в воде ионов Ca и HCO_3^-

Из графика на рисунке 10 определяются значения $pCa = 2$ и $pЩ = 1,6$.

Определяется индекс насыщения и индекс стабильности, которые, соответственно, равны:

$$IS = pH - K - pCa - pЩ; \quad (1)$$

$$IS = 7,5 - 2,7 - 1,6 - 2 = 1,2$$

$$ISt = 2Hs - pH - pH \quad (2)$$

$$ISt = 2 \cdot (2,7 + 1,6 + 2) = 8,3.$$

Таким образом при значении индекса насыщения $IS = 1,2$ вода перенасыщена карбонатом кальция, согласно методике Стиффа – Дэвиса, что и приводит к выпадению осадка. При значении индекса стабильности $ISt = 8,3$ вода средне агрессивная, выпавший осадок наслаивается на рабочие колёса установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), что приводит к интенсификации процесса коррозии.

На основании анализа промысловых данных можно сделать следующий вывод, основная причина осаждения осадка на поверхности стенок НКТ и рабочих колёс УЭЦН является перенасыщенность пластового флюида карбонатом кальция, а также изменение температуры жидкости в следствии работы насосов. При сильной карбонизации вод именно воздействие физическими полями показывает эффективность применения, поэтому следует провести практические опыты и определить степень воздействия на пластовую воду Приобского месторождения, для того чтобы определить степень применимости магнитного воздействия.

2.2 Лабораторная установка

Собранная лабораторная установка представлена на рисунке 11. Схема установки и её основные компоненты представлены в приложении А.

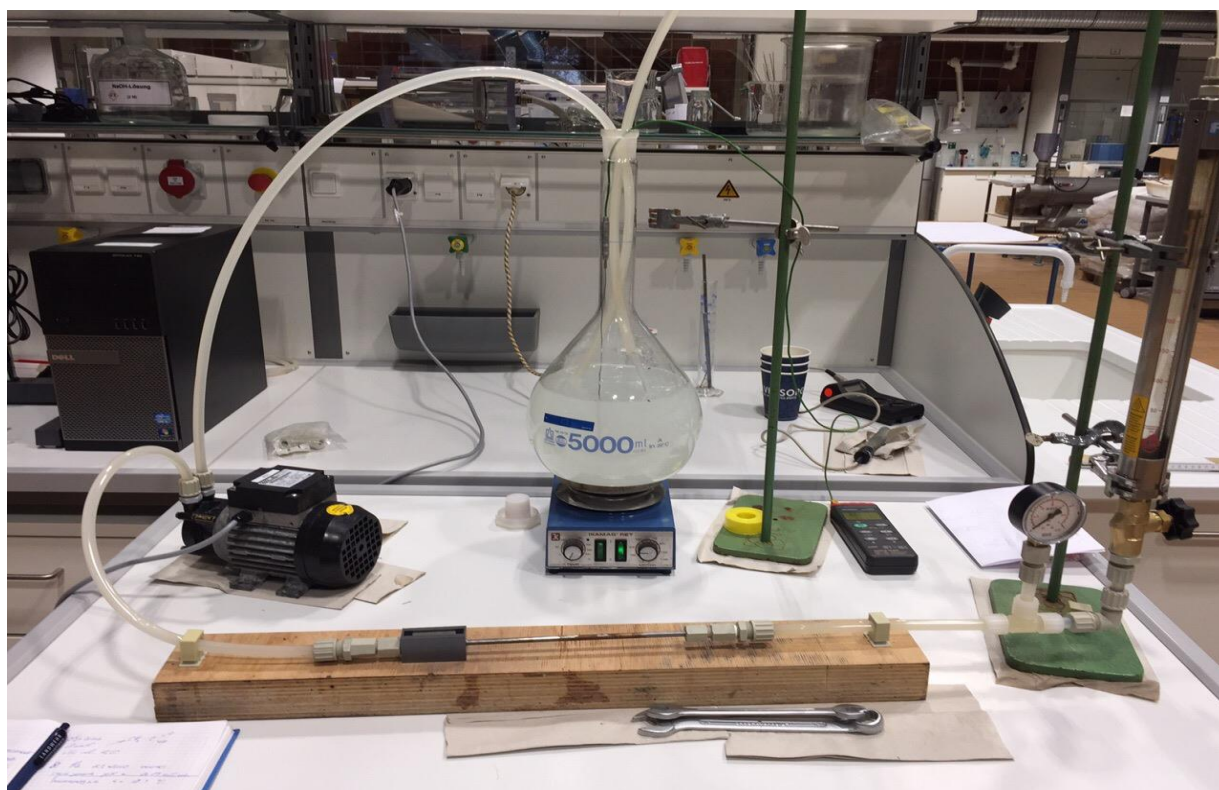


Рисунок 11 – Лабораторная установка

Чертёж применяемого насоса, приведен на рисунке 12. Использовался центробежный турбинный насос серий Y / YS-2951, от компании Speck Pumpen.

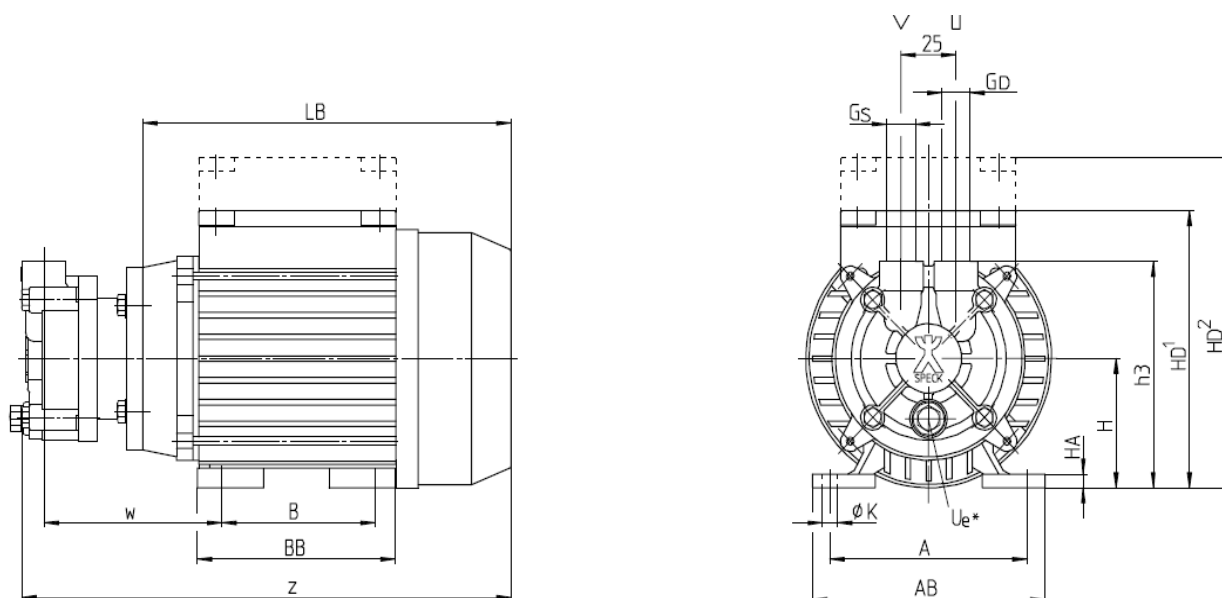


Рисунок 12 –Чертёж центробежного турбинного насоса Speck

Воздействие магнитным полем на поток жидкости осуществлялся с помощью двух супермагнитов на основе сплава Nd-Fe-Br. Полная характеристика магнитов представлена в приложении А.

Расчёт магнитного поля осуществлялся в программе «ELCUT».

Для определения напряжённости между магнитами использовался модуль магнитостатика.

Начальные данные для магнита:

коэрцитивная сила = $900000 \frac{A}{M}$;

остаточная магнитная индукция $B_r = 1.3 T$;

магнитная проницаемость воздуха 1;

магнитная проницаемость жидкости была принята равной 0.98.

Решение задачи на магнитостатику с применением двух магнитов в программе ELCUT представлено ниже на рисунках 13 и 14.

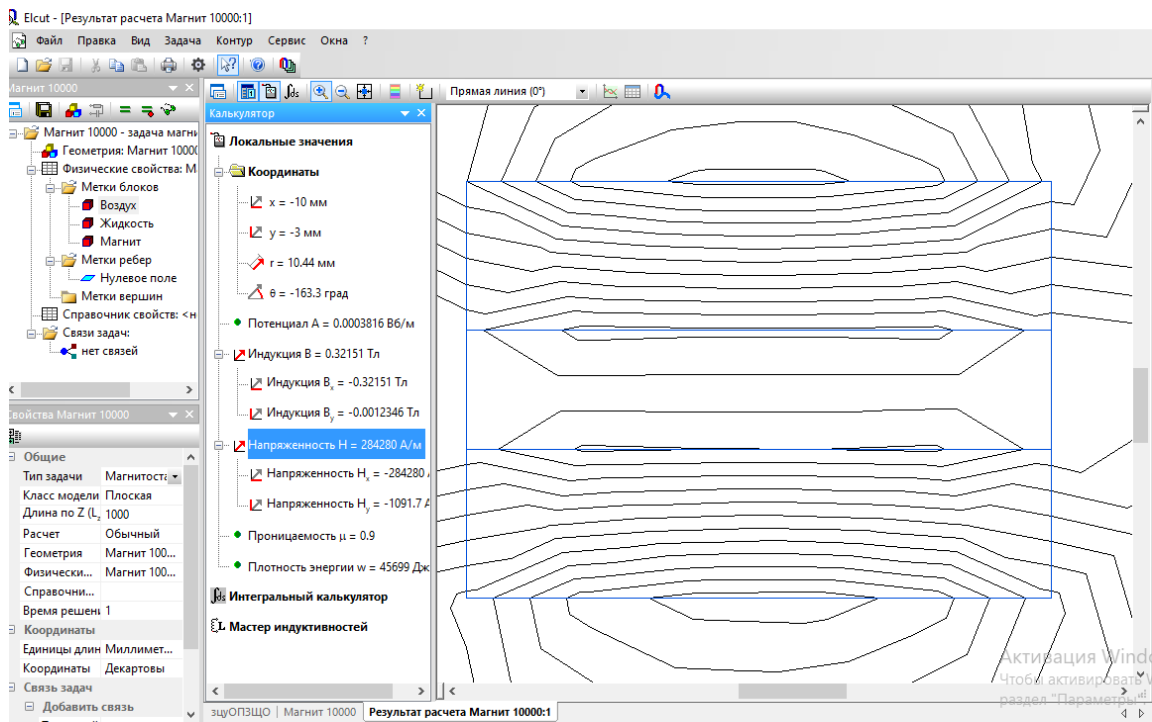


Рисунок 13 – Решение магнитного воздействия (ELCUT)

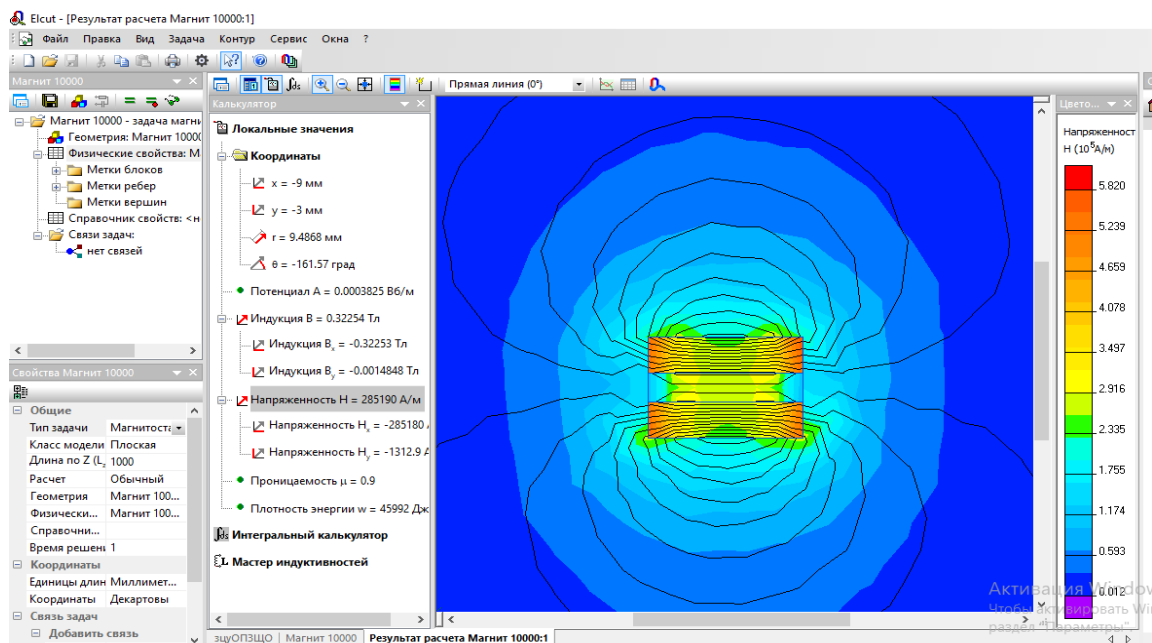


Рисунок 14 – Карта напряженности поля

Напряженность магнитного поля в затрубном пространстве составит: $H = 283940$ А/м.

2.3 Описание проводившихся опытов

Для определения степени воздействия магнитного поля на пластовый флюид – ЦДНГ 14 была создана, соответствующая реальным промышленным значениям. Химический состав представлен в таблице 2. Были выявлены основные соединения, которые бы образовывались при взаимодействии определённых ионов и анионов, по 6 компонентному анализу, и рассчитана массовая доля каждого соединения. Общая минерализация получившегося раствора совпадает с промышленной водой. При смешивании каждой соли в пробирке на литр дистиллированной воды образуется нерастворимый в воде осадок.

Таблица 2 – Химический состав разработанной воды

Соль	г/моль	ммоль	мг	грамм
NaCl	58,4	123,2	7199,8	7,200
Na ₂ CO ₃	106,0	1,0	106,0	0,106
NaHCO ₃	84,0	29,0	2436,2	2,436
CaCl ₂	111,0	11,0	1220,8	1,221
MgCl ₂ x 6H ₂ O	203,3	1,5	305,0	0,305

Для проведения испытаний на воздействие магнитного поля на пластовую воду, была создана следующая лабораторная установка. При проведении эксперимента применялись стандартные металлические трубы. 2-х метровая труба была разрезана на 2 части по 30 см; 29 см. Сталь дополнительно не обрабатывалась, взвешивалась до и после проведения опыта.

Основной задачей данной лабораторной установки было выявить степень воздействия магнитных полей на солеотложение в металлической трубе.

Дистиллированная вода с солями, объёмом 4 литра заливалась в колбу, затем включался насос, первые испытания проводились без магнитной обработки, с целью выяснить сколько за 1 час времени оседает осадков на стенках труб. Объём выпавшего осадка измерялся взвешиванием труб на аналитических весах марки „Kern“, с допустимым предельным отклонением $\pm 0,001$. Весы представлены на рисунке 15.

Затем проводились испытания с применением двух неодимовых супермагнитов. После испытания трубы высушивались в печи в течение одного часа

при температуре 40 °С, для удаления из трубы оставшейся жидкости. После сушки трубы также взвешивались.



Рисунок 15 – Весы „Kern“

Определение применимости магнитного воздействия определялся с помощью гравиметрического метода определения потери массы металлических образцов за время их пребывания в испытуемой среде, исследование проводилось на базе ГОСТ 9.506-87.

Скорость осадкообразования в опыте определялась посредством гравиметрического метода.

Скорость осадкообразования характеризуется массовым показателем k_m :

$$k_{m1} = \frac{m_1 - m_0}{S_n \cdot t}, \quad (3)$$

где m_1 – масса образца с применением магнитной обработки, г,
 m_0 – масса образца без применения магнитной обработки, г,
 S_n – площадь поверхности металлической трубы, м²,
 t – время воздействия, час.

Факторный анализ.

Цель исследования: определить толщину солеотложений из созданной карбонатно перенасыщенной воды на внутренней поверхности металлического

трубопровода в часовой период времени. Без применения воздействия магнитным полем на жидкость и с применение его.

Данный эксперимент можно отнести к разряду количественных экспериментов. Так выясняется количественная характеристика воздействия внешнего воздействия (магнитное поле) на объект (вода).

Проанализировав литературу по планированию элементов мною, был сделан вывод о 8 минимально необходимых экспериментах.[8]

2.4.1 Эксперименты без магнитов

Условия проведения эксперимента.

Подготовленный состав воды по таблице 3, скорость движения жидкости в установке $v_1 = 300 \frac{\text{л}}{\text{ч}}, 5 \frac{\text{л}}{\text{мин}}, 0,3 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$, $T = 25-30 \text{ }^\circ\text{C}$, давление $p_1 = 0,2$ бар.

Результаты взвешивания 1 металлической трубы длиной 300 мм и диаметром 4 мм после до и после проведения испытаний представлены в таблице 5.

Результаты взвешивания приведены после вычисления среднеарифметического значения.

Обработка результатов эксперимента:

Определение среднеарифметического значения $x_{\text{ср}}$,

$$x_{\text{ср}} = \frac{1}{n} \cdot \sum_1^n x_i, \quad (4)$$

где n – количество измерений.

Определяют стандартное среднеквадратичное отклонение отдельного измерения S_n , которое является мерой разброса опытных данных и характеризует случайную ошибку метода испытания, по формуле,

$$S_n = \sqrt{\frac{n \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2}{n(n-1)}}, \quad (5)$$

Определяют среднеквадратичное отклонение среднего арифметического значения $S_{x_{\text{ср}}}$, которое характеризует точность метода измерения,

$$S_{x_{\text{ср}}} = \frac{S_n}{\sqrt{n}}, \quad (6)$$

Показатель точности исследования (E , %) определяют по формуле,

$$E = \frac{S_{x_{cp}}}{x_{cp}} \cdot 100. \quad (7)$$

Результаты коррозионных испытаний считаются удовлетворительными, если $E \leq 10\%$.

Проводилось три эксперимента, после каждого эксперимента трубка взвешивалась также по три раза, затем обрабатывалась раствором лимонной кислоты, после чего промывалась дистиллированной водой и очищалась специальными трубками. Затем высушивалась в течение часа при температуре $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ в лабораторной печи. В таблице 3 представлены средние значения по все трем опытам.

Таблица 3 - Замеры массы образца 1 после проведения испытаний

До обработки		После 1 часа обработки без магнитов	
Весы	Масса (г)	Весы	Масса (г)
Kern	37,226	Kern	37,295
Kern	37,220	Kern	37,293
Kern	37,223	Kern	37,296

Определяем среднеарифметическое значение x_{cp} по формуле 4, для обработки и после.

$$x_{cp} \text{ (до опыта)} = \frac{1}{3} \cdot \sum_1^n 37,226 + 37,220 + 37,223 = 37,223 \text{ г.}$$

$$x_{cp} \text{ (после)} = \frac{1}{3} \cdot \sum_1^n 37,295 + 37,293 + 37,296 = 37,295 \text{ г.}$$

Определяем стандартное среднеквадратичное отклонение отдельного измерения S_n по формуле 5, рассчитываются полученные данные до обработки и после.

$$S_{нд} = \sqrt{\frac{3 \cdot (37,223^2 + 37,226^2 + 37,220^2) - (37,223 + 37,220 + 37,226)^2}{3(3 - 1)}} = 0,003$$

$$S_{нп} = \sqrt{\frac{3 \cdot (37,295^2 + 37,293^2 + 37,296^2) - (37,295 + 37,293 + 37,296)^2}{3(3 - 1)}} = 0,001$$

Определяем среднеквадратичное отклонение среднего арифметического значения $S_{\text{ср}}$ по формуле 6.

$$S_{\text{ср}}(\text{до}) = \frac{0,003}{\sqrt{3}} = 0,001.$$

$$S_{\text{ср}}(\text{после}) = \frac{0,001}{\sqrt{3}} = 0,000057,$$

Рассчитываем показатель точности исследования (E , %) определяют по формуле 7.

$$E(\text{до}) = \frac{0,001}{37,223} \cdot 100 = 0,0026.$$

$$E(\text{после}) = \frac{0,000057}{37,295} \cdot 100 = 0,000014.$$

На основании данного расчёта можно сделать вывод, что полученные экспериментальные данные достаточно точные, на их основе можно строить дальнейшие выводы по пригодности использования магнитного поля.

Расчёт скорости осадкообразования по формуле 3.

Сначала высчитываем площадь поверхности цилиндра:

$$S = 2 \cdot \pi \cdot R(R + h), \tag{8}$$

$$S = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,002(0,002 + 0,03) = 0,00402123776 \text{ м}^2.$$

$$k_{m1} = \frac{37,295 - 37,223}{0,00402123776 \cdot 1} = 17,805463 \frac{\text{г}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}},$$

Переводим полученное значение в мм/год, для этого полученный результат разделим на плотность используемого металла $\rho = 7,8 \text{ г/см}^2$,

$$\Pi = \frac{17,805463}{7,8} \cdot 8,76 = 19,9 \frac{\text{мм}}{\text{год}}.$$

Результаты взвешивания 2 металлической трубы длиной 290 мм и диаметром 4 мм после до и после проведения испытаний представлены в таблице 4.

Определяем среднеарифметического значения $x_{\text{ср}}$ по формуле 4, для обработки и после.

$$x_{\text{ср}}(\text{до опыта}) = \frac{1}{3} \cdot \sum_1^n 37,1448 + 37,1449 + 37,1447 = 37,1448 \text{ г.}$$

Таблица 4 - Замеры массы образца 2 после проведения испытаний

До обработки		После 1 часа обработки без магнитов	
Весы	Масса (г)	Весы	Масса (г)
Kern	37,1448	Kern	37,1810
Kern	37,1449	Kern	37,1800
Kern	37,1447	Kern	37,1796

$$x_{\text{ср}}(\text{после}) = \frac{1}{3} \cdot \sum_1^n 37,1810 + 37,1800 + 37,1796 = 37,1802 \text{ г.}$$

Определяем стандартное среднеквадратичное отклонение отдельного измерения S_n по формуле 5, рассчитываются полученные данные до обработки и после.

$$S_n = \sqrt{\frac{3 \cdot (37,1448^2 + 37,1449^2 + 37,1447^2) - (37,1448 + 37,1449 + 37,1447)^2}{3(3 - 1)}} = 0,027$$

$$S_n = \sqrt{\frac{3 \cdot (37,1810^2 + 37,1800^2 + 37,1796^2) - (37,1810 + 37,1800 + 37,1796)^2}{3(3 - 1)}} = 0,00072$$

Определяем среднеквадратичное отклонение среднего арифметического значения $S_{\text{ср}}$ по формуле 6.

$$S_{\text{ср}}(\text{до}) = \frac{0,027}{\sqrt{3}} = 0,0158,$$

$$S_{\text{ср}}(\text{после}) = \frac{0,001}{\sqrt{3}} = 0,00042.$$

Рассчитываем показатель точности исследования (E , %) определяют по формуле 7.

$$E(\text{до}) = \frac{0,001}{37,1450} \cdot 100 = 0,0426.$$

$$E(\text{после}) = \frac{0,000057}{37,1802} \cdot 100 = 0,0011.$$

На основании данного расчёта можно сделать вывод, что полученные экспериментальные данные достаточно точные, на их основе можно строить дальнейшие выводы по пригодности использования магнитного поля.

Расчёт скорости осадкообразования по формуле 3.

Сначала высчитываем площадь поверхности цилиндра, по формуле 8.

$$S = 2 \cdot \pi \cdot R(R + h) = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,002(0,002 + 0,29) = 0,004008671392 \text{ м}^2.$$

$$k_{m1} = \frac{37,1802 - 37,1448}{0,004008671392 \cdot 1} = 8,830856 \frac{\text{г}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}.$$

Переводим полученное значение в мм/год, для этого полученный результат разделим на плотность используемого металла $\rho = 7,8 \text{ г/см}^2$,

$$\Pi = \frac{8,830856}{7,8} \cdot 8,76 = 9,917731 \frac{\text{мм}}{\text{год}}.$$

2.4.3 с магнитом и для разных диаметров.

Между экспериментами трубы была высушена. Затем обработана уксусной кислотой следующего состава: 38 мл СН₃-С, 212 мл Н₂О. Металлические трубки с обеих сторон выдерживалась в этом составе по часу, потом прочищалась специальными щетками для трубок. Для очистки старой накипи и отложения солей.

Опыт поставлен на 5 часов пропускание водносолевого раствора через магнит точно такого же состава, как и в первых двух опытах.

Два супермагнита помещались в магнитный держатель, распечатанный на 3Д принтере.

Магниты помещались внутрь, данного прибора затем устанавливался на начало трубопровода.

Подготовленный состав воды по таблице 2, скорость движения жидкости в установке $v_1 = 290 \frac{\text{л}}{\text{ч}}$, $4,83 \frac{\text{л}}{\text{мин}}$, $0,2898 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$, $T = 18,4 \text{ }^\circ\text{C}$, давление $p_1 = 0,18 \text{ бар}$.

Результаты взвешивания 1 металлической трубы длиной 300 мм и диаметром 4 мм после до и после проведения испытаний представлены в таблице 5.

Определяем среднеарифметического значения $x_{\text{ср}}$ по формуле 5, для обработки и после.

$$x_{\text{ср}}(\text{до опыта}) = \frac{1}{3} \cdot \sum_1^n 37,0409 + 37,0415 + 37,0420 = 37,0416 \text{ г}.$$

Таблица 5 - Замеры массы образца (образец 1 металлическая труба с магнитом)

До обработки		После 5 часа обработки с магнитами	
Весы	Масса (г)	Весы	Масса (г)
Kern	37,0409	Kern	37,1189
Kern	37,0415	Kern	37,1165
Kern	37,0420	Kern	37,1126

$$x_{\text{ср}}(\text{после}) = \frac{1}{3} \cdot \sum_1^n 37,1189 + 37,1165 + 37,1126 = 37,1161 \text{ г.}$$

Определяем стандартное среднеквадратичное отклонение отдельного измерения S_n по формуле 5, рассчитываются полученные данные до обработки и после.

$$S_n = \sqrt{\frac{3 \cdot (37,0409^2 + 37,0415^2 + 37,0420^2) - (37,0409 + 37,0415 + 37,0420)^2}{3(3 - 1)}} = 0,000551$$

$$S_n = \sqrt{\frac{3 \cdot (37,1189^2 + 37,1165^2 + 37,1126^2) - (37,1189 + 37,1165 + 37,1126)^2}{3(3 - 1)}} = 0,00318$$

Определяем среднеквадратичное отклонение среднего арифметического значения $S_{\text{ср}}$ по формуле 6.

$$S_{\text{ср}}(\text{до}) = \frac{0,000551}{\sqrt{3}} = 0,00031812,$$

$$S_{\text{ср}}(\text{после}) = \frac{0,00318}{\sqrt{3}} = 0,00184.$$

Рассчитываем показатель точности исследования (E, %) определяют по формуле 7.

$$E(\text{до}) = \frac{0,00031812}{37,0416} \cdot 100 = 0,0008588.$$

$$E(\text{после}) = \frac{0,00184}{37,1161} \cdot 100 = 0,004957.$$

На основании данного расчёта можно сделать вывод, что полученные экспериментальные данные достаточно точные, на их основе можно строить дальнейшие выводы по пригодности использования магнитного поля.

Расчёт скорости осадкообразования по формуле 3.

$$k_{m1} = \frac{37,1161 - 37,0416}{0,00402123776 \cdot 5} = 3,70532679 \frac{\text{г}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}$$

Переводим полученное значение в мм/год, для этого полученный результат разделим на плотность используемого металла $\rho = 7,8 \text{ г/см}^2$,

$$\Pi = \frac{3,70532679}{7,8} \cdot 8,76 = 4,161367 \frac{\text{мм}}{\text{год}}$$

Опыт проводился с применением магнитной обработки. Такие же магниты в таком же держателе устанавливались на начало трубы 2.

Результаты взвешивания 2 металлической трубы длиной 29 мм и диаметром 4 мм после до и после проведения испытаний представлены в таблице 6.

Определяем среднеарифметического значения $x_{\text{ср}}$ по формуле 4, для обработки и после.

Таблица 6 - замеры массы образца (образец 2 металлическая труба с магнитом)

До обработки		После 5 часа обработки с магнитами	
Весы	Масса (г)	Весы	Масса (г)
Kern	37,0842	Kern	37,1334
Kern	37,0811	Kern	37,1338
Kern	37,0874	Kern	37,1294

$$x_{\text{ср}}(\text{до опыта}) = \frac{1}{3} \cdot \sum_1^n 37,0842 + 37,0811 + 37,0874 = 37,0842 \text{ г.}$$

$$x_{\text{ср}}(\text{после}) = \frac{1}{3} \cdot \sum_1^n 37,1334 + 37,1338 + 37,1294 = 37,1322 \text{ г.}$$

Определяем стандартное среднеквадратичное отклонение отдельного измерения S_n по формуле 5, рассчитываются полученные данные до обработки и после.

$$S_n = \sqrt{\frac{3 \cdot (37,0842^2 + 37,0811^2 + 37,0874^2) - (37,0842 + 37,0811 + 37,0874)^2}{3(3-1)}} = 0,00315$$

$$S_n = \sqrt{\frac{3 \cdot (37,1334^2 + 37,1338^2 + 37,1294^2) - (37,1334 + 37,1338 + 37,1294)^2}{3(3-1)}} = 0,002433$$

Определяем среднеквадратичное отклонение среднего арифметического значения $S_{\text{ср}}$ по формуле 6.

$$S_{\text{ср}}(\text{до}) = \frac{0,00315}{\sqrt{3}} = 0,00031812,$$

$$S_{\text{ср}}(\text{после}) = \frac{0,002433}{\sqrt{3}} = 0,001405.$$

Рассчитываем показатель точности исследования (E , %) определяют по формуле 7.

$$E(\text{до}) = \frac{0,00031812}{37,0416} \cdot 100 = 0,0008588.$$

$$E(\text{после}) = \frac{0,001405}{37,1161} \cdot 100 = 0,004957.$$

На основании данного расчёта можно сделать вывод, что полученные экспериментальные данные достаточно точные, на их основе можно строить дальнейшие выводы по пригодности использования магнитного поля.

Расчёт скорости осадкообразования по формуле 3.

$$k_{m1} = \frac{37,1322 - 37,0842}{0,004008671392 \cdot 5} = 2,4116053 \frac{\text{г}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}$$

Переводим полученное значение в мм/год, для этого полученный результат разделим на плотность используемого металла $p = 7,8 \text{ г/см}^2$,

$$\Pi = \frac{2,4116053}{7,8} \cdot 8,76 = 2,7084 \frac{\text{мм}}{\text{год}}$$

2.4.5 Подведение итогов результатов эксперимента

Результаты эксперимента наглядно показывают применимость и эффективность воздействия физическими полями на солеотложение перенасыщенных вводов. Итоговые данные представлены в таблице 7.

Таблица – 7 Итоговые результаты

Скорость осадкообразования	Без магнитного воздействия 1 труба	С магнитным воздействием 1 труба	Без магнитного воздействия 2 труба	С магнитным воздействием 2 труба
Весовой показатель, $\frac{\text{г}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}$	17,81	3,71	8,83	2,41
Глубинный показатель, $\frac{\text{мм}}{\text{год}}$	19,90	4,16	9,92	2,71

Наглядная оценка скорости осадкообразования по двум основным показателям представлена на рисунке 16.

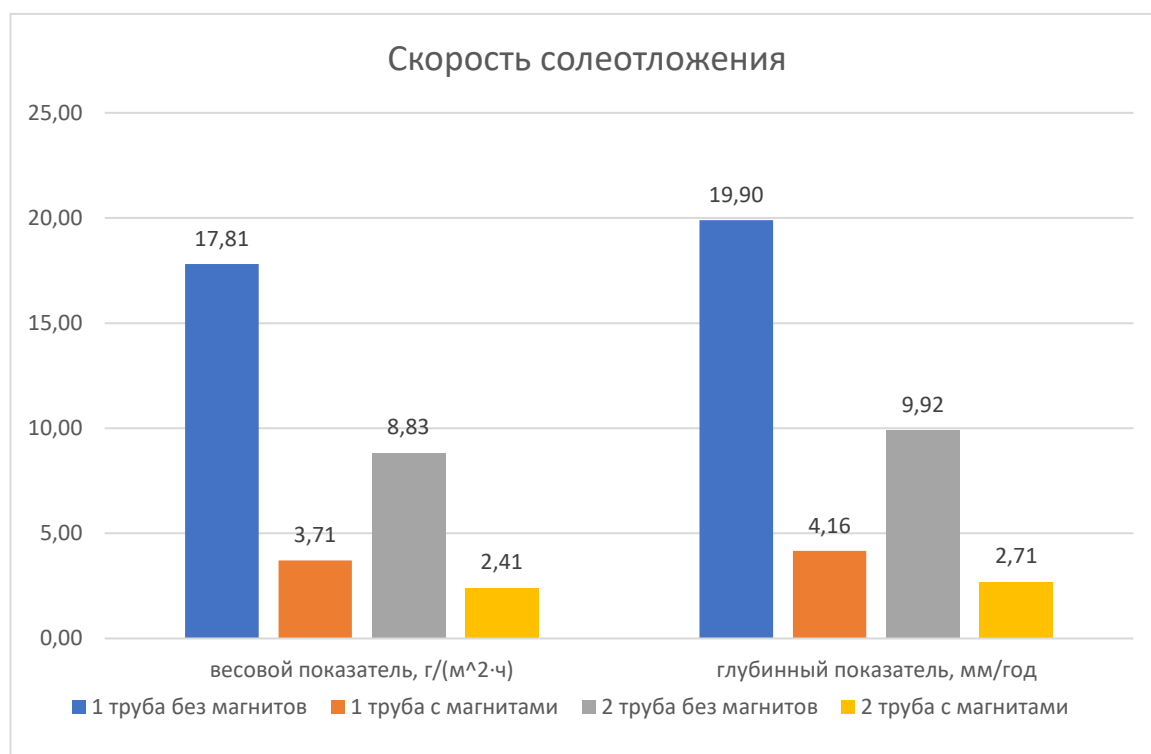


Рисунок 16 – Скорость солеотложения

Из данной диаграммы видно, что скорость осадкообразования при применении воздействия магнитным полем снижается примерно в 4 раза, на обеих трубах. Из этого можно сделать вывод о применимости метода воздействия физическими полями на отложения солей карбоната кальция в трубах НКТ или на рабочих органах ЭЦН.

2.5 Резонансо-волновой комплекс

На основе экспериментально полученных данных можно сделать вывод о том, что воздействие физическим полем на карбонатно перенасыщенную воду скважины номер «N», снижает скорость осадкообразование примерно в 4 раза. Поэтому оптимальным решением для скважин, на которых наблюдается поломки или выходы из строя УЭЦН ввиду загрязнения рабочих колёс солями, является именно воздействие физическими полями. Основываясь на полученных результатах, можно дать рекомендацию к применению резонансно-волнового комплекса.

2.5.1 Назначение и основные параметры оборудования

Для предотвращения образования солеотложений были созданы различных вариации устройств, воздействующих на поток эмульсии нефть – вода – газ, компоновки и характеристики данных устройств варьируется в зависимости от химических и физических свойств пластового флюида месторождений, а также глубины спуска УЭЦН, температурного режима, процента обводнённости скважин. Одним из приборов, уже доказавших свою практическую применимость на практике, является резонансно волновой комплекс (РВК) – 1. Данный прибор представляет собой электромагнитный излучатель с двухканальным генератором и электронным блоком управления работой электромагнитного излучателя, помещенный в баростойкий цилиндрический стальной корпус, представлен на рисунке 17. Защита погружного оборудования осуществляется за счёт генерирования в скважинном пространстве электромагнитного излучения.



Рисунок 17 – Резонансно волновой комплекс РВК -1

К нижней части погружного электродвигателя установки электроцентробежного насоса присоединяется РВК – 1, с помощью крепежного фланца и подключается стандартным высоковольтным трёхконтактным разъёмом. Схема соединения РВК и УЭЦН представлена на рисунке 18. Преимуществом данной технологии является одновременное взаимодействие на добываемую жидкость без остановки добычи, также к данной установке можно подключить дополнительные блоки скважинной телеметрии и другого оборудования.

Принцип действия электромагнитного протектора (РВК) для защиты УЭЦН от солей основан на теории магнито-гидродинамического (МГД) резонанса. В соответствии с ней, сила Лоренца, возникающая при пересечении жидкостью магнитных силовых линий, способна вызвать структурную перестройку, если она попадёт в резонанс с собственными колебаниями электрически заряженных частиц (молекул, ионов, свободных радикалов), входящих в состав жидкости. В результате взаимодействия первичного и вторичного электромагнитных полей возникает «стоячая волна», длина которой, в зависимости от частоты, составляет (1500÷3000) м.[7]

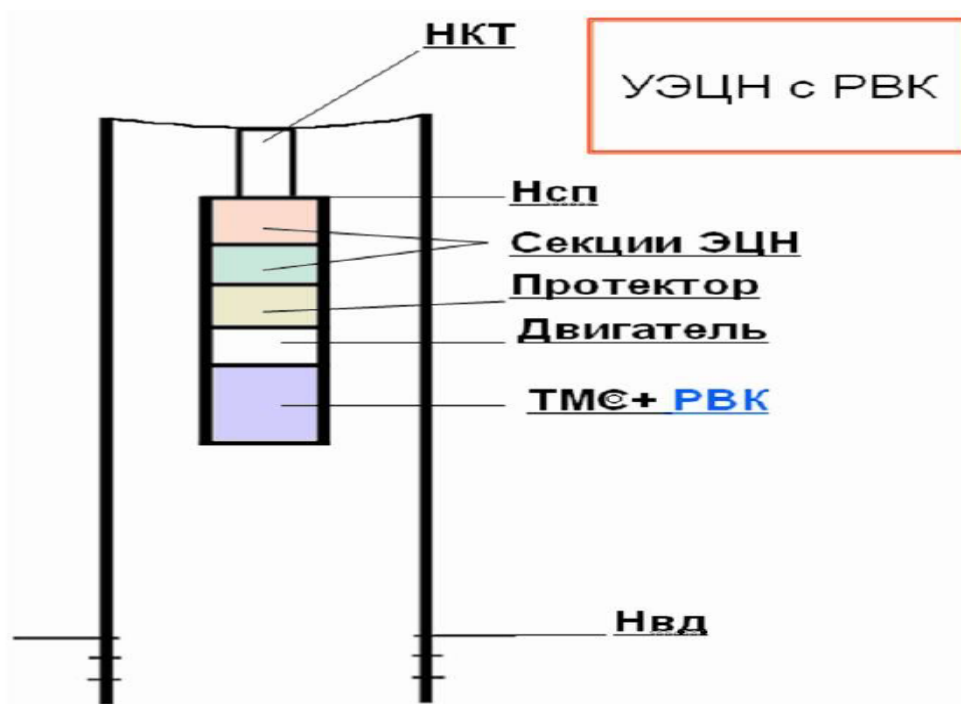


Рисунок 18 – УЭЦН с РВК

При этом в объёме скважинной жидкости формируется энергетическая неоднородность, которая повышает скорость объёмного кристаллообразования, вместо поверхностного на УЭЦН, обсадной и насоснокомпрессорной (НКТ) трубах.

Образовавшиеся в объёме флюида твёрдые частицы уносятся им на поверхность. При этом разнородный состав флюида обуславливает характер изменения электромагнитного поля, формируемого для возникновения в объёме жидкости МГД резонанса.

Эффект работы РВК распространяется за счёт возникновения эффекта МГД резонанса и «стоячих волн» на все элементы скважины от зоны перфорации до элементов фонтанной арматуры. Воздействие РВК также уменьшает количество уже отложенных солей и газогидратов за счёт постепенного разрушения кристаллической решетки солей и структуры гидратных отложений и выноса с флюидом скважины на поверхность.

Технические характеристики представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Технические характеристики РВК - 1

Технические характеристики	Значения
Напряжение питания, В	160 - 300
Время обновления телеметрической информации не более, с	30
Диапазон рабочих температур, °С:	
статорной обмотки ПЭД	0...+250
масла ПЭД	0...+250
пластовой жидкости	0...+150
Диапазон измерений давлений пластовой жидкости, кгс/см ²	0-25/40/250/400/600
Погрешность измерений, %	0,5/1
Диапазон измерения вибрационных ускорений ПЭД, g	От 0 до 5
Габаритные размеры, мм	
наземный блок	210x250x160
блок скважинный РВК	Ø 117x1048
погружной блок	Ø 103x747

Схема подключения РВК – 1 представлена на рисунке 19.

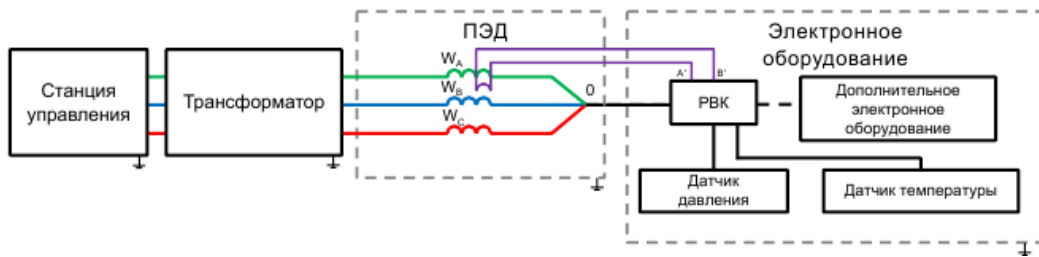


Рисунок 19 – Схема подключения РВК - 1

РВК получает питание от дополнительной обмотки, уложенной в статоре погружного электродвигателя. Таблица мощностей, потребляемых РВК – 1 представлена в таблице 9.

Датчики погружной телеметрии получают питание от нулевой точки.

Работа РВК не должна зависеть от работы датчиков погружной телеметрии.

Таблица 9 – Мощности, потребляемые РВК - 1

Наименование позиции:	Значение:
Потребляемая мощность, Вт	≤ 40
Потребляемый РВК ток, А	≤ 2
Питание РВК осуществляется от переменного тока, Гц	40...100
Напряжение переменного тока на контактах РВК, В	20 ... 42

2.5.2 Особенности конструирования оборудования

Технология воздействия физическими полями на солеотложение являются пионерскими технологиями. Чтобы разобраться в особенностях конструирования данных технологий, необходимо разобраться, в сущности, зарождения и образования кристаллов соли в воде, а также изучить принцип воздействия физических полей на кристаллизацию.

Твёрдый осадок во флюиде обозначается процессом кристаллизации. Движущей силой данного процесса является перенасыщение. Можно выделить основные этапы кристаллизации: образование кристаллических зародышей и их рост до видимых размеров. Скорость кристаллизации ограничивается скоростью зародышеобразования.

Объектом зародышеобразования может быть любая энергетическая неоднородность: заряженная частица, свободная поверхностная энергия кристаллической поверхности и её дефекты. Главным фактором для кристаллизации

является перенасыщение, которое характеризуется коэффициентом перенасыщения.[6]

То есть для того, чтобы правильно сконструировать резонансно волновой комплекс, необходимо изучить химический состав жидкости, определить параметр перенасыщенности раствора, чтобы подобрать необходимые технологические параметры.

Перед полевыми испытаниями комплексов от соли, подбирают необходимые условия для каждого отдельного случая, проводя лабораторные испытания. Ситуацию реальных промысловых условий воспроизводят в лаборатории. Где определяют оптимальные значения частот, необходимых для конкретной ситуации.

2.5.3 Тенденции в конструировании оборудования

Основной проблемой в конструировании данных комплексов на этапе их промышленного внедрения является проблемы с перегоранием самого электромагнитного излучателя. Чертеж данного прибора представлен приложении Б.

Принцип работы всего устройства. Блок электропитания 9, подключенный первым и вторым входами к дополнительной обмотке 17, или первым входом ко второму выходу блока сопряжения 6, а вторым входом – к общему проводу, на своих выходах с 1 по 3 вырабатывает напряжение для питания блоков устройства погружного.

Блок сопряжения 6, подключенный своим первым входом к средней точке «0» статорной обмотки погружного электродвигателя 7 (Э1), а выходом к первому входу-выходу электронного блока управления 8 обеспечивает по линии связи «статорные обмотки погружного электродвигателя – погружной кабель – трансформатор трехфазный масляный для питания погружного электронасоса» связь с наземным блоком системы телеметрии для передачи служебной информации о работе устройства погружного магнитно-резонансного и обеспечения входного напряжения на блоке электропитания 9.

Электронный блок управления 8, выполненный на основе микропроцессора, управляет генератором импульсов 10, формирующим на своих выходах первым, вторым, третьим и четвертым импульсы напряжения с «крутыми» фронтами в

широком спектре частот с регулируемой скважностью. Параметры выходных управляющих импульсов блока управления 8 определяются алгоритмом его работы и зависят от напряжения обратной связи, вырабатываемого на своём третьем входе-выходе генератором импульсов 10.

Также ведутся работы по усовершенствованию самих микропроцессоров, улучшения их привязки к генератору, для создания надёжных связей и работы даже при осложнённых условиях. Это очень сложная и ресурсозатратная технология, которая требует наличие профессиональных кадров.

Электромагнитный излучатель 2 под воздействием импульсного напряжения подаваемого от генератора импульсов 10 на две обмотки 4 (W1) и 5 (W2) плоскости намотки которых взаимно перпендикулярны, формирует в скважинной жидкости между обсадной трубой, излучателем 2 переменное электромагнитное поле, с функционально зависящими параметрами от амплитудно-частотных характеристик импульсов генератора 10, а также свойств скважинной жидкости.

Скважинная жидкость под воздействием импульсного электромагнитного излучения активизируется, при этом происходит растворение отложений и замедление процесса образования отложений и продуктов коррозии на элементах скважинных установок универсальных электропогружных насосов.

Также ведутся работы по совмещению программного обеспечения микропроцессора к программному обеспечению станции управления Триол АК, наиболее распространёнными в отечественной нефтедобывающей промышленности, предназначенными для работы с контроллерами УМКА-03, -04, -05. Эти устройства обеспечивают питание, управление работой погружной насосной установки и защиту её от аномальных режимов работы. Станция управления Триол АК 06 представлена на рисунке 20.[9]



Рисунок 20 – Станция управления Триол АК 06

Данный прибор уже показал свою эффективность в лабораторных и первых полигонных испытаниях. Вместе с полученными экспериментальными данными из главы 2 можно сделать вывод о применимости РВК – 1 для условия скважины «N» Приобского месторождения и порекомендовать данный комплекс для устранения нежелательных солеотложений на поверхности УЭЦН и стен НКТ. Для технико-экономической оценки внедрения данного комплекса будет использован показатель полученный из опытов главы 2, то есть уменьшения скорости солеобразования в 4 раза.

3 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ОТ ВНЕДРЕНИЯ ПРОЕКТА

В настоящий момент для предотвращения солеобразования на поверхности подземного оборудования в «РН-Юганскнефтегаз» используется метод ингибирования, который на осложнённых скважинах, типа скважины «N» Приобского месторождения, не показывает достаточной эффективности. Внедрение РВК -1 скважину позволит защитить внутрискважинное оборудование от оседания солей, а также увеличить межремонтный период работы насосного оборудования.

Экономический эффект достигается за счет увеличения межремонтного периода скважины (затраты на оборудование и технологические операции по его замене), а также за счет добычи дополнительной нефти вследствие увеличения коэффициента эксплуатации скважины.

3.1 Исходные данные для расчета

Исходные данные представлены в таблице 12.

Таблица 10 – Исходные данные для расчета

Параметр	Единица измерения	Значение	Источник информации
Среднесуточный дебит скважины по нефти	т/сут	28,79	Отчет предприятия
Среднесуточный дебит скважины по жидкости	т/сут	26,8	
Межремонтный период скважины: - до внедрения проекта - после внедрения проекта	сут	45,7 182,5	Отчёт предприятия
Время остановок скважины в год: - до внедрения проекта - после внедрения проекта	сут	8 3	Отчёт предприятия
Глубина спуска ЭЦН	м	2126	Отчёт предприятия
Стоимость установки РВК – 1	тыс. руб.	3084	«РН-Ванкор»
Потребление электроэнергии установкой	кВт·ч	0,24	Паспорт установки
Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии	руб.	2,94	Отчет предприятия

Продолжение таблицы 10

Параметр	Единица измерения	Значение	Источник информации
Себестоимость добычи 1 тонны нефти, в т.ч. условно-переменные затраты	руб.	7971 2609	Отчёт предприятия
Цена реализации нефти на внутреннем рынке	руб./т	23600	Отчет предприятия
Часовая тарифная ставка - бурильщика КРС VI разряда - помощника бурильщика КРС V разряда - помощника бурильщика КРС IV разряда	руб./час.	149,38 134,02 117,98	Тарифная сетка предприятия
Техника, необходимая для проведения СПО: - АЗИНмаш-37А на базе КрАЗ-255Б (максимальная грузоподъемность 32 тонны)	шт.	1	Отчет предприятия
Стоимость 1 часа проката и пробега: - АЗИНмаш-37А на базе КрАЗ-255Б (максимальная грузоподъемность 32 тонны)	руб./час	2970	
Время пробега от базы до скважины и обратно	час.	3	

3.3 Методика расчета экономического эффекта

Основным обобщающим показателем, характеризующим эффективность мероприятия, является показатель экономического эффекта. Показатель экономического эффекта (\mathcal{E}_T) на всех этапах оценки мероприятия определяется как превышение стоимостной оценки результатов (P_T) над стоимостной оценкой совокупных затрат ресурсов (Z_T) за весь срок осуществления мероприятия (T), т. е. по следующей формуле:

$$\mathcal{E}_T = P_T - Z_T. \quad (9)$$

При определении стоимостной оценки результатов и затрат по мероприятию возможны два основных направления. Первое, когда использование мероприятия позволяет увеличить объем производимой продукции. В этом случае превышение стоимостной оценки результатов P_T представляет собой прирост произведенной

продукции, оцененной в оптовых ценах предприятия. Стоимостная оценка совокупных затрат ресурсов Z_T складывается из затрат на производство дополнительной продукции и затрат на осуществление мероприятия.

Второе, когда использование мероприятия изменяет технико-экономические показатели существующего производства за счет его реконструкции, модернизации, изменения техники и технологии отдельных элементов производства, совершенствования его организации, управления и т.д. В этом случае, если не изменяется объем производимой продукции, то стоимостная оценка результатов P_T выражается суммой, на которую уменьшаются затраты на производство продукции. При изменении объема производства величина учитывает изменение объема продукции в оптовых ценах предприятия. Величина Z_T во втором варианте представляет собой стоимость всех ресурсов, израсходованных на реализацию мероприятия.

Объем дополнительной нефти, т:

$$\Delta Q_n = 365 Q_n (K_{\text{э}2} - K_{\text{э}1}), \quad (10)$$

где Q_n - среднесуточный дебит скважины, т/сут.;

$K_{\text{э}1}$, $K_{\text{э}2}$ - коэффициенты эксплуатации скважины до и после проведения мероприятия соответственно, доли ед.

$$K_{\text{э}} = \frac{365 - t_{\text{пр}}}{365}, \quad (11)$$

где $t_{\text{пр}}$ - время простоя скважины в год, сут.

Общие затраты на мероприятие, руб.:

$$Z_{\text{общ}} = Z_{\text{мер}} + Z_{\text{доп}}, \quad (12)$$

где $Z_{\text{мер}}$ - затраты на мероприятие, руб.;

$Z_{\text{доп}}$ - дополнительные затраты на мероприятие, руб.

Затраты на мероприятие, руб.:

$$Z_{\text{мер}} = Z_{\text{зп}} + Z_{\text{стр}} + Z_{\text{техн}}, \quad (13)$$

где $Z_{\text{зп}}$ - затраты на заработную плату бригады КРС, руб.,

$Z_{\text{соц}}$ - страховые взносы, руб.,

$Z_{\text{техн}}$ - затраты на аренду спецтехники, руб.

Затраты на заработную плату бригады КРС, руб.

$$Z_{\text{зп}} = T_{\text{ст}} \cdot N_{\text{вр}} \cdot (1 + \text{Пр}) \cdot (1 + \text{СН} + \text{РК}), \quad (14)$$

где $T_{\text{ст}}$ - часовая тарифная ставка бригады КРС, руб./час,

$N_{\text{вр}}$ - нормативное время на скважино-операцию по наряд-заданию, час,

Пр - размер премии, доли ед.,

СН - северная надбавка, доли ед.,

РК - районный коэффициент, доли ед.

Страховые взносы, руб.:

$$Z_{\text{стр}} = 0,303 Z_{\text{зп}}, \quad (15)$$

где 30% - ставка по страховым взносам во внебюджетные фонды согласно

Затраты на аренду спецтехники, руб.:

$$Z_{\text{техн}} = N_{\text{вр}} \cdot C_{\text{ч}}, \quad (16)$$

где $N_{\text{вр}}$ - нормативное время работы техники по наряд-заданию, маш-ч. (км пробега);

$C_{\text{ч}}$ - стоимость часа аренды техники, руб.

Дополнительные затраты на мероприятие, руб.:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{а}} + Z_{\Delta Q_{\text{н}}} + Z_{\text{эн}} + Z_{\text{инг}}, \quad (17)$$

где $Z_{\text{а}}$ - амортизация оборудования, руб.,

$Z_{\Delta Q_{\text{н}}}$ - затраты, связанные с дополнительной добычей нефти, руб.,

$Z_{\text{эн}}$ - затраты на электроэнергию, руб.,

$Z_{\text{инг}}$ - затраты на ингибитор, руб.

Амортизация оборудования, руб.:

$$Z_{\text{а}} = Z_{\text{обор}} \cdot N_{\text{а}}, \quad (18)$$

где $Z_{\text{обор}}$ - первоначальная стоимость оборудования, руб.,

H_a - норма амортизации оборудования, $H_a = 16,7\%$.

Затраты, связанные с дополнительной добычей нефти, руб.:

$$Z_{\Delta Q_n} = \Delta Q_n Z_{\text{пер}}, \quad (19)$$

где $Z_{\text{пер}}$ - переменные затраты на добычу тонны нефти, руб.

Затраты на электроэнергию, руб.:

$$Z_{\text{эн}} = 365 \cdot 24 \cdot K_{\text{э}} N C_{\text{квт}\cdot\text{ч}}, \quad (20)$$

где N - потребляемая установкой мощность, кВт·ч.,

$C_{\text{квт}\cdot\text{ч}}$ - стоимость кВт·ч. электроэнергии, руб.

где $Q_{\text{ж}}$ - среднесуточный дебит скважины по жидкости, т/сут.,

$H_{\text{инг}}$ - норма расхода ингибитора, г/т,

$C_{\text{инг}}$ - стоимость ингибитора, руб./т.

Прибыль, которую получит предприятие от внедрения проекта за счет дополнительно добытой нефти и изменения себестоимости добычи нефти, руб.:

$$\Pi_6 = (\text{Ц} - C_2)(Q_n + \Delta Q_n) - (\text{Ц} - C_1)Q_n - \text{НДПИ} \cdot \Delta Q_n + \Delta Z_{\text{КРС}}, \quad (21)$$

где C_1 , C_2 - себестоимость добычи нефти до и после проведения мероприятия, руб./т.

$$C_2 = \frac{Q_n C_1 + Z_{\text{общ}}}{Q_n + \Delta Q_n}. \quad (22)$$

НДПИ - ставка налога на добычу полезных ископаемых, для района проведения работ НДПИ = 7470 руб / т.;

$\Delta Z_{\text{КРС}}$ - экономия на проведении КРС за счет применения ингибитора, руб.

$$\Delta Z_{\text{КРС}} = \left(\frac{365}{t_{\text{мр.б}}} - \frac{365}{t_{\text{мр.пр}}} \right) \cdot Z_{\text{мер}}. \quad (23)$$

где $t_{\text{мр.б}}$, $t_{\text{мр.пр}}$ - межремонтный период скважины без применения ингибирования и с его применением соответственно, сут.

Налог на прибыль, руб.:

$$N_{\text{пр}} = \Pi_{\text{б}} \cdot \frac{N_{\text{ст}}}{100}, \quad (24)$$

где $N_{\text{ст}}$ - ставка налога на прибыль, $N_{\text{ст}} = 20\%$.

Прибыль чистая, руб.:

$$\Pi_{\text{ч}} = \Pi_{\text{б}} - N_{\text{пр}}. \quad (25)$$

Срок окупаемости затрат на проект, лет:

$$T = \frac{K}{\Pi_{\text{ч}}}. \quad (26)$$

где K - капитальные затраты на проект, руб.

3.4 Расчет затрат на мероприятие

Наряд-задание на установку оборудования представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Наряд-задание на установку оборудования

Содержание работ	Единица измерения	Кол-во работ	Нормативное время на операцию, час
1 Установка автомата для свинчивания и развинчивания труб	опер	1	0,88
2 Замер сопротивления изоляции	опер	1	0,03
3 Установка барабана с кабелем на автомаматыватель	опер	1	0,36
4 Открыть спускной, обратный клапаны	опер	1	0,26
5 Установка подвешного ролика для кабеля на мачте	опер	1	0,20
6 Протаскивание свободного конца кабеля через отверстие в переводной катушке и превентор	опер	1	0,28
7 Протаскивание свободного конца кабеля через подвешной ролик	опер	1	0,28
8 Подготовительные работы перед подъемом труб	опер	1	1,13
9 Подъем УЭЦН на НКТ	цикл	1	8,93
10 Заключительные работы после подъема труб	опер	1	1,00
11 Демонтаж УЭЦН	опер	1	3,00
12 Монтаж УЭЦН с РВК - 1	опер	1	4,80
13 Монтаж барабана	опер	1	0,35
14 Подготовительные работы перед спуском ЭЦН	опер	1	2,50
15 Спуск ЭЦН на НКТ с замером и шаблонированием	цикл	1	19,66
16 Заключительные работы после спуска ЭЦН	опер	1	2,50
17 Снятие автомата для свинчивания и развинчивания труб	опер	1	0,88
Итого основные работы			47,04
Коэффициенты к укрупненным нормам времени на неучтенные вспомогательные (12%) и мелкие ремонтные работы (0,4 % на 100м глубины подвески)			$47,04+5,65+8,504 = 61,2$
Итого			61,2

Капитальные затраты составят 3084000 рублей. Это стоимость самой установки РВК – 1. Затраты на заработную плату рассчитывается по формуле 14, руб., с учётом премиальных Пр 0,5 процентов от часовой ставки, а также северная надбавки СН 0,5 и районный коэффициент РК 0,7 по ХМАО.

$$Z_{\text{зп}} = (149,38 + 134,02 + 117,98) \cdot 61,2 \cdot (1 + 0,5) \cdot (1 + 0,5 + 0,7) \\ = 80850,78.$$

Затраты на страховые взносы определим по формуле 15, руб.

$$Z_{\text{стр}} = 0,3 \cdot 80850,78 = 24255,23.$$

Расчёт затрат на пробег спецтехники от базы до скважины и обратно представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет затрат на пробег спецтехники от базы до скважины и обратно

Вид техники	Кол-во	Время пробега, ч	Стоимость 1 часа пробега, руб.	Сумма, руб.
АЗИНмаш-37А на базе КрАЗ-255Б	1	3	2970	8910
Итого				8910

Расчёт затрат на прокат спецтехники представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет затрат на прокат спецтехники

Вид техники	Кол-во	Нормативное время по наряд-заданию, ч	Стоимость 1 часа аренды, руб.	Сумма, руб.
АЗИНмаш-37А на базе КрАЗ-255Б	1	61,2	2970	181764
Итого				181764

Затраты на проведение СПО определим по формуле 16, руб.:

$$Z_{\text{спо}} = 80850,78 + 24255,23 + (181764 + 8910) = 295780.$$

За счёт использования РВК – 1 будет добываться дополнительная нефть, так как сокращается время простоя скважины. Расчёт объёма дополнительной нефти представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет объема дополнительной нефти

Параметр	Единица измерения	Значение параметров	
		Без РВК - 1	С РВК - 1
Простой скважины в год	сутки	8	2
Коэффициент эксплуатации	доли ед.	0,945	0,986
Среднесуточный дебит	т/сут.	28,79	29,97
Годовой объем добычи нефти	т	10508,35	10940,20
Дополнительный объем нефти	т		431,85

Амортизацию оборудования определим по формуле 18, руб.

Перед этим определив норму амортизации по формуле.

$$\text{Норма амортизации} = \frac{1}{\text{СПИ}} \cdot 100\% \quad (28)$$

где СПИ – срок полезного использования РВК – 1 = 3 года.

$$\text{Норма амортизации} = \frac{1}{3} \cdot 100 = 33,3$$

$$Z_a = 8049000 \cdot 0,33 = 1017720.$$

Затраты, связанные с дополнительной добычей нефти, определим по формуле 19, руб.

$$Z_{\Delta Q_n} = 431,85 \cdot 2609 = 1126697.$$

Затраты на электроэнергию определим по формуле 19, руб.

$$Z_{\text{эп}} = 2,94 \cdot 0,24 \cdot 0,986 \cdot 360 \cdot 24 = 6012,872.$$

Дополнительные затраты на мероприятие определим по формуле 17, руб.:

$$Z_{\text{доп}} = 1126697 + 6012,872 + 1017720 = 2150430.$$

Общие затраты на мероприятие определим по формуле 12, руб.:

$$Z_{\text{доп}} = 2150430 + 295780 + 3084000 = 5530210.$$

Затраты представлены на рисунке 21.



Рисунок 21 – Затраты на установку

Себестоимость добычи 1 тонны нефти после внедрения проекта определим по формуле 23, руб./т.

$$C_2 = \frac{10508,35 \cdot 7971 + 5530210}{10508,35 + 431,85} = 8161,85.$$

Экономии на проведении КРС за счет применения ингибитора определим по формуле 24, руб.

$$\Delta Z_{\text{крс}} = \left(\frac{365}{45,7} - \frac{365}{182,5} \right) \cdot 295780 = 1774680.$$

Выручка от применения РВК – 1 составит, руб.

$$B = (23600 - 8161,85) \cdot (10508,35 + 431,85) + 1774680 - 4740 \cdot 431,85 = 168624159,6.$$

Прибыль балансовую определим по формуле 22, руб.:

$$П_б = 168624159,6 - 10508,35 \cdot (23600 - 7971) = 4389162.$$

Налог на прибыль определим по формуле 25, руб.:

$$Н_{\text{пр}} = 4389162 \cdot 0,2 = 877832,3.$$

Прибыль чистую определим по формуле 26, руб.:

$$П_ч = 4389162 - 877832,3 = 3511329.$$

Срок окупаемости затрат на проект определим по формуле 27, лет:

$$T = \frac{5530210}{3511329} = 1,6.$$

3.5 Технико-экономические показатели проекта

Экономическая эффект от внедрения РВК – 1 составит 3511329 рублей. Эти денежные затраты окупаются в течение 1 года и 6 месяцев в результате разницы ремонтных периодов, а также добычи дополнительной нефти, ввиду меньшего простоя скважины. После 1 года и 6 месяцев предприятие будет получать прибыль в размере 3248114 рублей в год в результате экономии средств с одной скважины. График чистых денежных поступлений и срока окупаемости указан в приложении В.

Диаграмма изменения коэффициента эксплуатации скважин представлена на рисунке 22. Диаграмма изменения выручки предприятия от внедрения комплекса представлена на рисунке 23. Диаграмма изменения годового объёма добычи нефти представлена на рисунке 24. Диаграмма МРП представлена на рисунке 25.

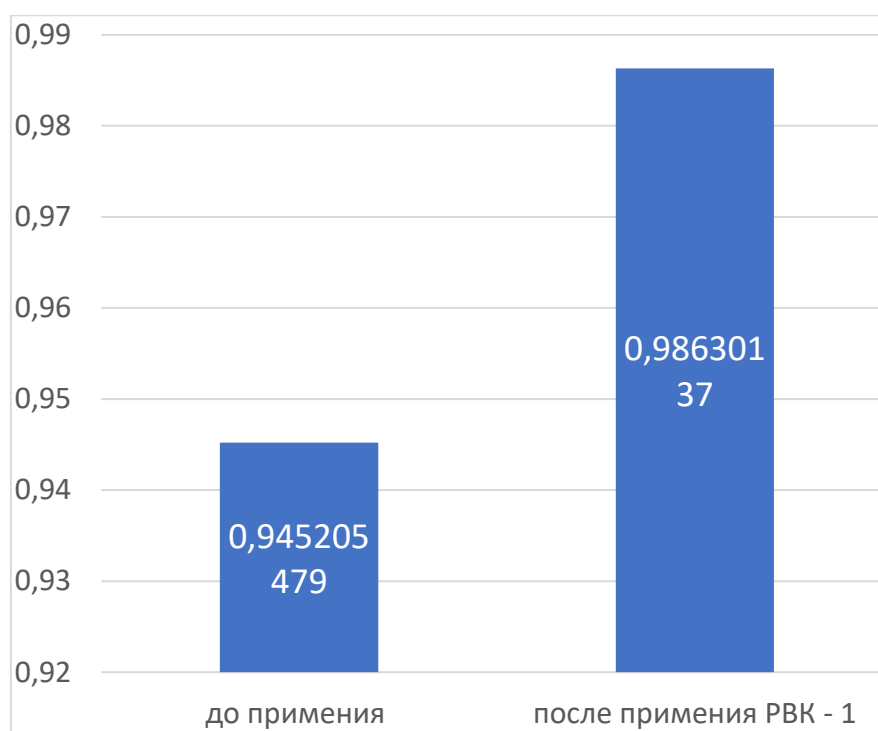


Рисунок 22 – Изменение коэффициента эксплуатации скважин

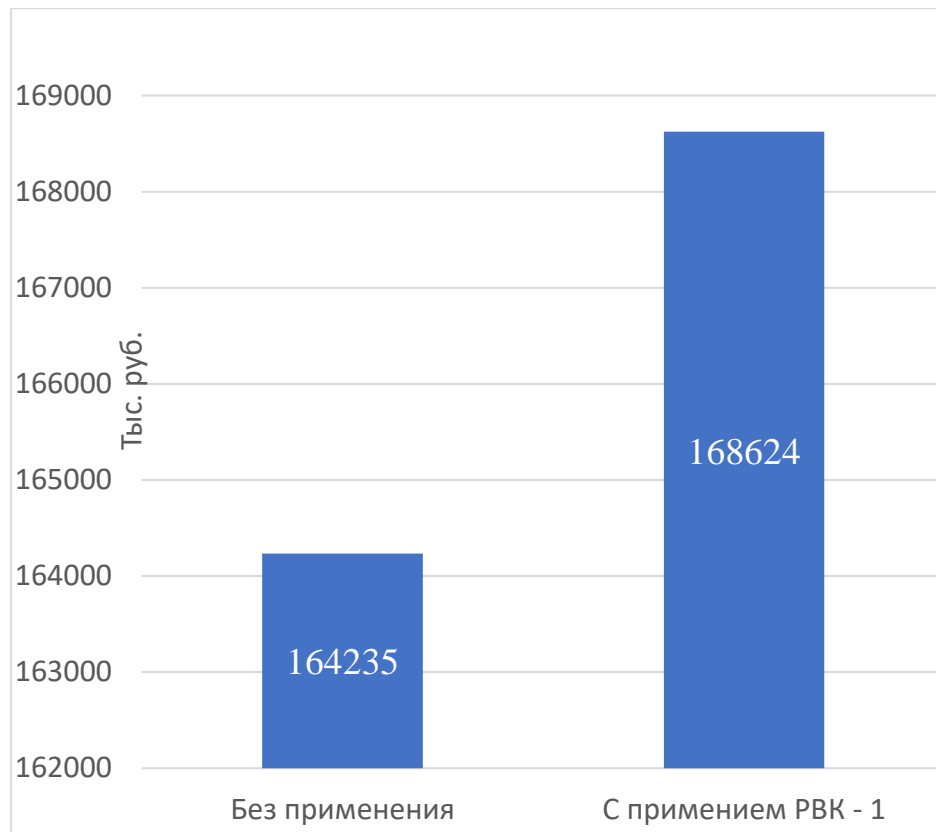


Рисунок 23 – Выручка предприятия

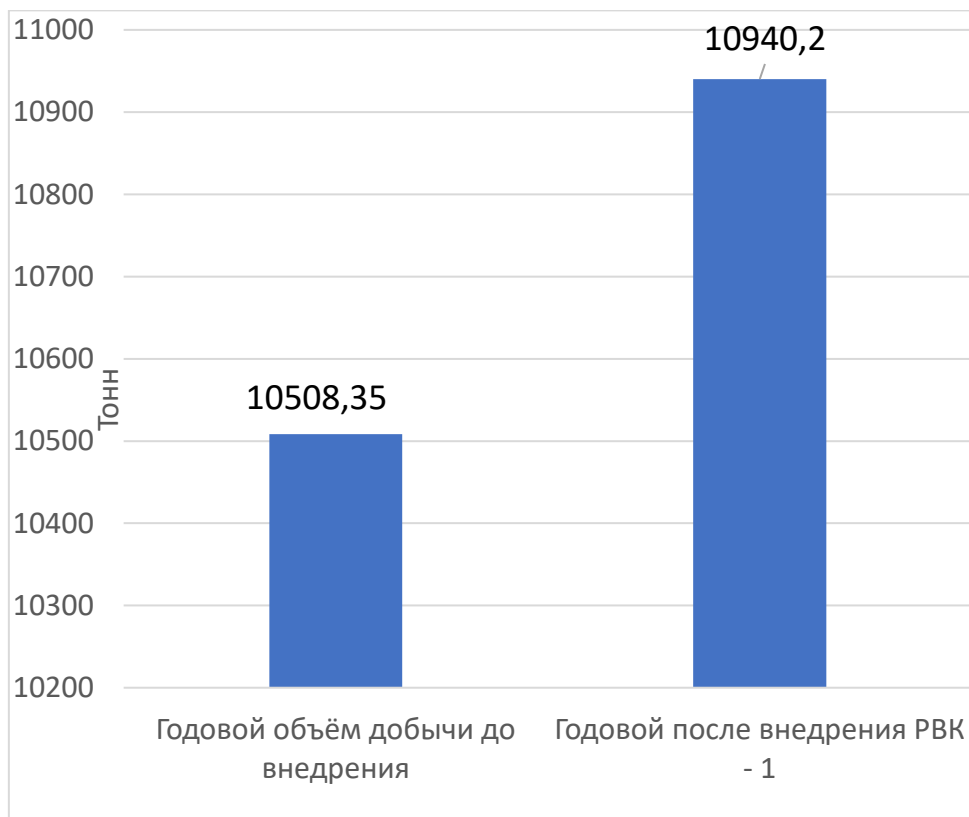


Рисунок 24 – Изменение годового объёма добычи нефти

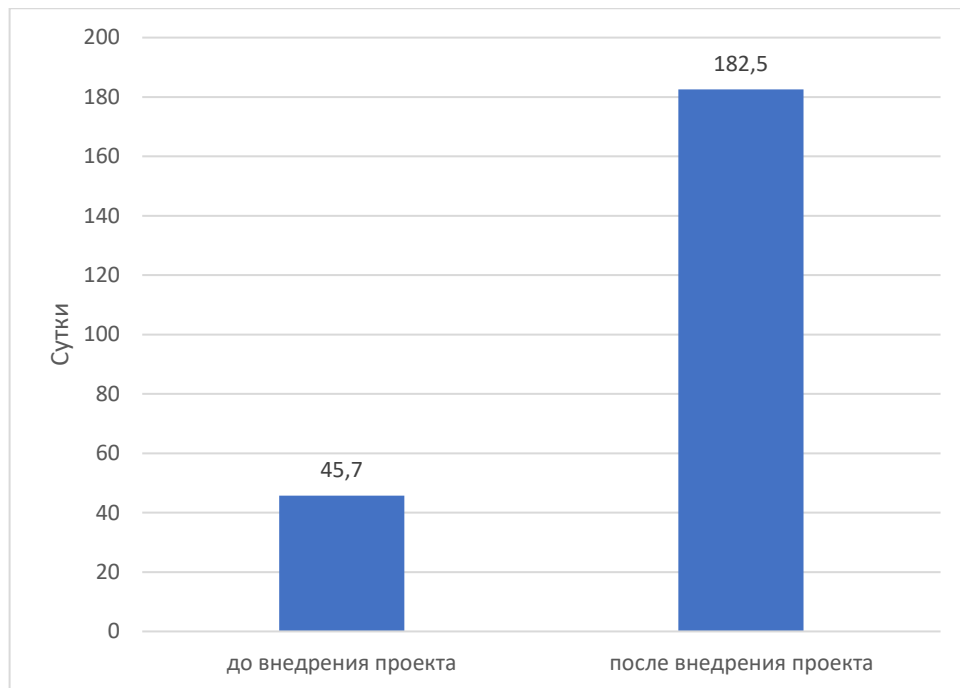


Рисунок 25 – Диаграмма межремонтного периода скважины

4 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

4.1 Промышленная безопасность при проведении ремонта скважин

При осуществлении деятельности, связанной с ремонтом или реконструкцией опасных производственных объектов, организации обязаны обеспечить контроль состояния технической базы и технических средств, а также соблюдение установленных процедур планирования, проведения проверки качества и учета ремонтных и наладочных работ.

Работники, привлекаемые к ведению работ по текущему и капитальному ремонтам скважин, должны пройти подготовку и аттестацию в соответствии с требованиями Об утверждении Перечня нормативных правовых актов и нормативных документов, относящихся к сфере деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (раздел I "Технологический, строительный, энергетический надзор") П-01-01-2017 (с изменениями на 14 февраля 2019 года)

Перед началом работ по текущему и капитальному ремонту скважин бригада должна быть ознакомлена с возможными осложнениями и авариями в процессе работ, планом локализации и ликвидации аварий (ПЛА) и планом работ. С работниками должен быть проведен инструктаж по выполнению работ, связанных с применением новых технических устройств и технологий с соответствующим оформлением в журнале инструктажей.

К работам по ремонту скважин с возможными газонефтеводопроявлениями допускаются специалисты, прошедшие дополнительную подготовку.

Расстановка агрегатов, оборудования, приспособлений, устройство и оснащение площадок в зоне работ осуществляется в соответствии со схемой и технологическими регламентами, утвержденными техническим руководителем организации, с учетом схем расположения подземных и наземных коммуникаций. Схема расположения подземных и наземных коммуникаций должна утверждаться маркшейдерской службой организации-заказчика и выдаваться бригаде не менее чем за трое суток до начала производства работ.

Грузоподъемность подъемного агрегата, вышки, мачты, допустимая ветровая нагрузка должны соответствовать максимальным нагрузкам, ожидаемым в процессе ремонта.

При проведении текущих и капитальных ремонтов скважин с возможным газонефтепроявлением, устье на период ремонта должно быть оснащено противовыбросовым оборудованием. Схема установки и обвязки противовыбросового оборудования разрабатывается организацией и согласовывается с территориальными органами Ростехнадзора России и противofонтанной службой. После установки противовыбросового оборудования скважина спрессовывается на максимально ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны.

Производство ремонтных работ на скважинах, где исключена возможность газонефтепроявления (месторождение на поздней стадии разработки, аномально низкие пластовые давления на нефтяных месторождениях с незначительным газовым фактором и др.), разрешается без установки превенторной установки. Типовая схема оборудования устья таких скважин (подвесной фланец с прикрепленным уплотнительным кольцом с задвижкой и патрубком или другие варианты) должна быть согласована с территориальными органами Ростехнадзора России и противofонтанной службой.

При обнаружении газонефтеводопроявлений устье скважины должно быть загерметизировано, а бригада должна действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

Ведение работ по ремонту и освоению скважин на кустовых площадках следует производить в соответствии с требованиями, установленными Ростехнадзором России.

Перед началом работ по ремонту скважина должна быть заглушена в порядке, установленном планом работ на ремонт скважины.

Наиболее технологическими и безопасными в применении из-за простоты приготовления и невзрывоопасности являются солевые растворы на водной основе без твердой фазы.

4.2 Требования к специалистам

К работам на опасных производственных объектах допускаются работники после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, проведения инструктажа по безопасности труда на рабочем месте и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ. Согласно ИПБОТ 127-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для помощника бурильщика капитального ремонта скважин.

Бурильщик капитального ремонта скважин в процессе работы обязан проходить:

- повторные инструктажи по программе первичного инструктажа на рабочем месте в полном объеме - не реже одного раза в квартал;

проверку знаний:

- по профессии и видам работ;

- по безопасной эксплуатации оборудования;

- по оказанию первой помощи пострадавшим при несчастном случае на производстве;

- по пожарной безопасности;

- по электробезопасности - один раз в год.

Также работники обязаны проходить плановые медосмотры, только медицинского подтверждения о полной трудоспособности приступать к выполнению производственных задач.

К руководству работами по строительству, освоению, ремонту скважин, ведению геофизических работ в скважинах, а также по добыче и подготовке нефти и газа допускаются лица, имеющие профессиональное образование по специальности и прошедшие проверку знаний в области промышленной безопасности. Периодичность и порядок проверки знаний по промышленной безопасности у руководителей организаций, а также руководителей работ устанавливается нормативными документами Ростехнадзора России.

Работники опасных производственных объектов должны быть обеспечены сертифицированными средствами индивидуальной защиты, смывающими и

обезвреживающими средствам, согласно ПРИКАЗу от 28 декабря 2017 года N 883н, часть которого представлена в таблице 17.

Таблица 15 – Средства индивидуальной защиты

Профессия	Средство индивидуальной защиты	Кол-во
Бурильщик капитального ремонта скважин Помощник бурильщика капитального ремонта скважин	Костюм для защиты от нефти и нефтепродуктов	1 шт
	Комбинезон для защиты от нетоксичной пыли, механических воздействий и общих производственных загрязнений	До износа
	Костюм для защиты от воды или плащ для защиты от воды, или пальто для защиты от воды, или полупальто для защиты от воды	1 шт. на 2 года
	Обувь специальная кожаная и из других материалов для защиты от механических повреждений	1 пара
	Сапоги специальные резиновые формовые, защищающие от воды, нефтяных масел и механических воздействий	1 пара
	Рукавицы швейные защитные или перчатки швейные защитные, или изделия трикотажные перчаточные	12 пар
	Каска защитная или каскетка защитная	1 шт. на 2 года
	Очки защитные или щиток защитный лицевой	До износа

Продолжение таблицы 15

Профессия	Средство индивидуальной защиты	Кол-во
	При работе с кислотой дополнительно	
	Костюм для защиты от кислот, или средства индивидуальной защиты рук от химических факторов	1 шт. 6 пар
	На наружных работах зимой дополнительно:	
	Костюм для защиты от пониженных температур (в том числе отдельными предметами: куртка, брюки, полукомбинезон) или Комбинезон для защиты от пониженных температур	По поясам
	Обувь специальная кожаная и из других материалов для защиты от пониженных температур	По поясам
	Перчатки для защиты от пониженных температур из различных материалов или Рукавицы для защиты от пониженных температур из различных материалов	6 пар 6 пар

На рабочих местах, а также во всех местах опасного производственного объекта, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть предупредительные знаки и надписи. Узлы, детали, приспособления и элементы оборудования, которые могут служить источником опасности для работающих, а также поверхности оградительных и защитных устройств должны быть окрашены в сигнальные цвета, в соответствии с установленными требованиями и нормами. Знаки безопасности, сигнальные цвета регламентируются.

Порядок и условия применения технических устройств, в том числе иностранного производства устанавливаются «Правилами применения технических устройств на опасных производственных объектах».

Согласно вышеуказанным правилам, технические устройства, применяемые при строительстве и эксплуатации скважин, должны:

- соответствовать требованиям промышленной безопасности и иметь соответствующий сертификат соответствия установленного образца;
- иметь разрешение Ростехнадзора на применение технического устройства;
- средства измерений, входящих в комплект технического устройства, должны иметь сертификаты об утверждении типа средств измерений.

4.3 Промышленная безопасность при эксплуатации РВК

Резонансно - волновой комплекс питается от того же кабеля, что и двигатель УЭЦН. УЭЦН имеет на поверхности скважины только станцию управления с силовым трансформатором и характеризуется наличием высокого напряжения в силовом кабеле. Поэтому основные опасности связаны с эксплуатацией электрооборудования, монтажом (демонтажем) установок.

Монтаж и демонтаж наземного электрооборудования погружных центробежных насосов, осмотр ремонт и наладку его должен проводить электротехнический персонал.

Проверка надежности крепления аппаратов, контактов наземного электрооборудования и другие работы, связанные с возможностью прикосновения к токоведущим частям, осуществляется только при выключенной установке, выключенном рубильнике со снятым предохранителями. Установка включается и выключается нажатием кнопки «Пуск» и «Стоп» или поворотом пакетного переключателя, расположенных на наружной стороне двери станции управления.

Корпусы трансформатора и станции управления, а также броня кабеля должны быть заземлены. Требования безопасности при обслуживании скважин, оборудованных УЭЦН:

Оператору по добыче нефти и газа разрешается выполнять пуск и остановку УЭЦН, а также перевод на автоматический или программный режим работы. Запрещается прикасаться к кабелю при работающей установке и при пробных пусках.

При ремонтных работах погрузка и выгрузка барабана с кабелем, электродвигателя, насоса и гидрозащиты должны быть механизированы. Запрещается транспортировать кабель без барабана.

Скорость спуска погружного агрегата в скважину не должна превышать 0,25 м/с. Кабель должен крепиться поясами, устанавливаемого над и под муфтой каждой трубы.

Прокладывать кабель необходимо с противоположной стороны от мостков и в обход от места предназначенного для установки подъемника; излишки кабеля уложить у станции управления (или трансформатора) на специальной, огражденной площадке высотой не менее 0,5 метров от земли в бухту; на трассе кабеля, а также на специально огражденной площадке установить или вывесить предупредительные знаки «Осторожно! Электрическое напряжение».

Во избежание прохода газа по кабелю в помещении станции управления кабель, идущий от скважины, должен иметь открытое соединение в специальной соединительной коробке на расстоянии не менее 0,8 метров от поверхности земли. Металлические коробки необходимо заземлять.

Кабель в месте входа в устье должен быть надежно герметизирован. Герметизация места ввода кабеля любого типа должна быть выполнена уплотнительными элементами из нефтестойкой резины. На скважинах, расположенных в труднодоступных местах, место ввода кабеля в устьевой арматуре должно быть оборудовано двойным сальником (для продления срока службы уплотнительных элементов). При разгерметизации устьевого сальника его уплотнение должно быть заменено только после глушения скважины.

По окончании ремонтных или профилактических работ двери камер трансформаторной подстанции, станции управления и автотрансформатора, а также решетчатые ограждения должны быть закрыты на замок.

Запрещается открывать двери (кроме панели управления) станции управления УЭЦН, в случае возникновения аварийных ситуаций необходимо действовать согласно «Плана ликвидации возможных аварий»;

О произведенных работах, выявленных и не устраненных неполадках сообщается мастеру и делается запись в вахтовом журнале.

4.4 Охрана окружающей среды

Охрана окружающей среды — это система мероприятий по предотвращению или устранению загрязнения атмосферы, воды и земель, то есть природной среды.

Нефтяная и газовая промышленность остаются потенциально опасными по загрязнению окружающей среды и ее отдельных объектов. Возможное воздействие их на основные компоненты окружающей среды (воздух, воду, почву, растительный и животный мир, человека) обусловлено токсичностью углеводородов, их спутников, большим количеством химических веществ в технологических процессах, наличием опасных производств. На Приобском месторождении уделяется большое внимание вопросам охраны окружающей среды. На нефтепромысле применяется герметизированная система сбора нефти и газа, исключая технические утечки нефти. Однако случаются разливы нефти по причине коррозии труб, заводских дефектов в оборудовании, аварии трубопроводов, проложенных строителями наспех, некачественно, без достаточного заглубления. Чтобы предупредить разлив нефти на территорию все кусты обвалованы высотой 1,5 м. Также проводится, профилактическая работа с целью предупреждения порывов нефтепродуктов, Закачка антикоррозийных хим. реагентов в нефте- и нефтепродуктопроводы, выявление потенциально опасных участков с помощью дефектоскопии, планово-предупредительный ремонт этих участков трубопроводов, создание оптимального режима движения водонефтяной эмульсии по трубопроводам.

В процессе добычи, транспортировки и хранения нефти и газа непрерывное загрязнение, окружающей среду вызвано различного рода утечки в трубопроводах и оборудовании.

Основным источником вредных выбросов в окружающую среду являются:

- открытое фонтанирование,
- аварии на транспорте,
- утечки и порывы водоводов и нефтепроводов,
- разливы химикатов.

Для предотвращения загрязнения почв при проектировании и эксплуатации объектов нефтепромыслов предусматривается:

- полная герметизация систем сбора, сепарации и подготовки нефти и газа;

автоматическое отключение скважин отсекающими при порыве выкидной линии;

покрытия изоляции усилительного типа магистральных нефтепроводов со 100% просвечиванием стыков на односторонних переходах через естественную или искусственную преграды;

использование бессточных систем канализации стоков;

сброс загрязненных нефтью стоков с АГЗУ в специальные канализационные колодцы при капитальных ремонтах,

полное использование пластовых и промысловых сточных вод для закачки в продуктивные пласты и поддержки пластового давления,

внутренне противокоррозионное покрытие трубопроводов, перекачивающих пластовую воду.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при разработке и эксплуатации месторождений. Сюда включают:

комплексное геологическое изучение строения недр, получения достоверных данных о количестве полезных ископаемых;

выбор, обоснования прогрессивных систем вскрытия, способов разработки, технологии добычи и т.д.;

объемы, виды и организация работ по рекультивации земель;

предотвращение открытых нефтяных и газовых фонтанов;

сохранения в чистоте водоносных горизонтов, предотвращения их истощения, использование нефтяного газа,

предотвращения загрязнения, заражения, опасной деформации, сейсмического воздействия на недра при эксплуатации и исследовании скважин,

эколого-экономическая деятельность предприятия.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе изучено воздействие физическими полями на пластовую воду Приобского месторождения. Создана лабораторная установка для изучения скорости солеобразования на поверхности стального трубопровода. Дана рекомендация к использованию РВК – 1 для применения на осложненных скважинах для защиты УЭЦН от солеотложений.

В первой главе представлен обзор по теме ВКР, включающий: описание Приобского месторождения, рассмотрены основные причины отказов внутрискважинного оборудования, методы борьбы с солеотложениями, применяемые на Приобском месторождении.

Во второй главе рассмотрен метод воздействия физическими полями на пластовую воду Приобского месторождения, а также проведены лабораторные испытания, с применением магнитного поля, на основе данных испытаний сделан вывод о применимости воздействия физическими полями на пластовую воду месторождения.

В третьей главе произведен расчет экономической эффективности внедрения установки РВК – 1. Чистая прибыль от внедрения данного комплекса составила 3511329 рублей, а срок окупаемости проекта составил 1 год и 6 месяцев.

В четвертой главе рассмотрены общие положения по технике безопасности при работе с основными опасностями при спуска-подъемных операциях, также расписаны основные требования по необходимому СИЗ для работников, участвующих в СПО.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 ООО «РН – Юганскнефтегаз» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.yungjsc.com/> (дата обращения: 06.06.2020) – Загл. с экран

2 Алимбекова С.Р. Первый опыт применения резонансно-волнового комплекса РВК - 1 для борьбы с солеотложениями в скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами [Текст] Журнал / С.Р. Алимбекова, Р.И. Алимбеков. – Научно-технический журнал «проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов», 2016. – 85 - 91с.

3 Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти [Текст] М.: Орбита - М, 2004. – 432с.

4 Гиляев Г.Г., Малышев А.С., Телегин А.Г., Рагулин В.В., Гусаков В.Н., Волошин А.И. Комплексное решение проблем солеотложения в ООО «РН-Юганскнефтегаз» [Текст] М.: Научно технический вестник ОАО «НК «Роснефть» - М, 2012. – 28 - 33с.

5 Погружной контейнер для подачи ингибиторов АСПО, солеотложений и коррозии [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://kr-petrol.ru/pogruzhnoj-skvazhinnyj-kontejner.html> (дата обращения: 11.06.2020) – Загл. с экран

6 Ушаков А.В. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами методом воздействия магнитным полем на добываемый флюид: дис. Санкт – Петербург канд. техн. наук. Санкт -Петербург гос. Горный университет, Санкт – Петербург 2019.

7 Хормали А. Обоснование технологии предотвращения солеотложений в скважинном оборудовании и призабойной зоне пласта при заводнении карбонатных коллекторов дис. Санкт – Петербург канд. техн. наук. Санкт -Петербург гос. Горный университет, Санкт – Петербург 2019.

8 Реброва И.А. Планирование эксперимента [Текст] М.: Омск: СибАДИ, 2010. – 105с.

9 Пат. 2018107792 Российская Федерация, МПК E21B 37/00. Устройство погружное магнитно-резонансное [Текст] / А.В. Кузнецов, А.Т. Куликов ; заяв. И патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Эталон-Центр». ; заявл. 02.03.2018 ; опубл. 26.07.2019 Бюл. № 21.

10. Жуков А.Ю. Методы «зеленой» химии: новые экологичные решения области нефтепромысловых реагентов / А.Ю. Жуков, А.А. Мухамадие [Текст] / Нефтяное хозяйство. - 2010 - с. 138-139.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Графический материал

Графический материал в электронном виде:

- 1 Чертеж лабораторной установки с комплектующими лист А2Х2;
- 2 Чертеж технико-экономических показателей проекта – лист А1;
- 3 Чертёж электромагнитного излучателя- лист А1;

Графический материал в печатном виде представлен на рисунках А.1-А.4

Сведения о самостоятельности выполнения работы

Работа «Увеличение межремонтного периода насосного оборудования системы добычи нефти применением современных технологий предотвращения солеотложений» выполнена мной самостоятельно.

Используемые в работе материалы и концепции из публикуемой литературы и других источников имеют ссылки на них.

Электронный экземпляр выпускной квалификационной работы в формате pdf размещен на странице онлайн-курса «ГИА_15.03.02 Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

«25» июня 2020 г.

(подпись)

В.Р. Анисимов

(И.О. Фамилия)