

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ /А. Н. Сокольников

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Методы защиты трубопроводов от механического износа внутренней полости  
взвешенными частицами

Руководитель

доцент, канд. техн. наук А. Н. Сокольников

Выпускник

И. Л. Солдатов

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Методы защиты трубопроводов от механического износа внутренней полости взвешенными частицами»

Консультанты по  
разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер

О. Н. Петров

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа (ВКР) по теме «Методы защиты трубопроводов от механического износа внутренней полости взвешенными частицами» содержит 70 страниц текстового документа, 5 листов графического материала.

### ВЗВЕШЕННЫЕ ЧАСТИЦЫ, ИЗНОС, ЗАЩИТА, ВНУТРЕННЯЯ ПОЛОСТЬ

Объектом исследования выпускной квалификационной работы являются фильтры и покрытия трубопроводов.

Цель ВКР: провести анализ методов защиты трубопроводов от механического износа внутренней полости и предложить эффективные способы повышения надежности объекта.

Для решения данной цели необходимо решить следующие задачи.

1 Изучить состав объектов и оборудования системы сбора, подготовки и транспортировки скважинной продукции.

2 Рассмотреть методы и оборудование для защиты трубопроводов от механического износа внутренней полости взвешенными частицами.

3 Определить оптимальный вариант применительно к объекту, произвести необходимые расчеты.

4 Рассчитать экономический эффект предлагаемого метода.

В разделе «Безопасность и экологичность» решены вопросы по обеспечению безопасности жизнедеятельности, пожарной и взрывопожарной безопасности, предусмотрены мероприятия по охране труда, а также приведены правила по ликвидации отходов и устранению загрязняющих веществ.

В экономической части работы выполнен расчет основных затрат на работы по нанесению защитных покрытий, расходы на электроэнергию, затраты на амортизацию, статистика затрат на проведение работ по нанесению защитного покрытия.

## СОДЕРЖАНИЕ

Реферат.....	3
Введение .....	6
Основная часть.....	8
1 Схема сбора скважинной продукции.....	8
2 Системы сбора скважинной продукции .....	13
2.1 Сборный коллектор .....	13
2.2 Автоматизированная групповая замерная установка .....	13
2.3 Дожимная насосная станция .....	14
2.4 Нефтегазовый сепаратор.....	16
3 Методы защиты от механического износа.....	18
3.1 Фильтры для снижения количества механических примесей .....	18
3.1.1 Сетчатые фильтры .....	20
3.1.2 Щелевые фильтры .....	22
3.2 Методы и устройства управления процессом нанесения покрытий на поверхность труб .....	23
3.2.1 Обзор покрытий, используемых при изоляции труб и методы контроля их качества.....	24
3.2.2 Модификация способов и конструкций устройств нанесения покрытий на внутреннюю поверхность труб .....	26
4 Втулки для защиты сварных соединений .....	30
4.1 Стальные соединительные втулки с силикатно– эмалевым покрытием. Назначение и применение.....	30
4.2 Втулки для защиты сварного шва марки CPS .....	32
5 Технологический расчет промыслового трубопровода.....	34
5.1 Расчет трубопровода из стальных труб.....	34
5.2 Расчет трубопровода с внутренним покрытием.....	40
6 Экономическая часть.....	43
6.1 Сравнение стоимости защитных покрытий.....	43

6.4 Расчет затрат на текущий ремонт .....	48
6.5 Расчет затрат на электроэнергию.....	48
6.6 Расчет заработной платы .....	50
6.7 Расчет страховых взносов.....	50
6.8 Расчет взносов на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний .....	51
6.9 Статистика затрат на проведение работ по нанесению защитного покрытия .....	51
7 Безопасность и экологичность .....	53
7.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ .....	53
7.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	55
7.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	56
7.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	57
7.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	58
7.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	59
Заключение.....	63
Список сокращений.....	64
Список использованных источников.....	65

## ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовая промышленность – это одна из отраслей тяжёлой индустрии, которая включает в себя разведку газовых и нефтяных месторождений, проведение изысканий, бурение скважин, добычу нефти и газа, организацию транспортировки добытых ресурсов посредством прокладки трубопроводов. Перечисленные производственные направления, дополняя друг друга, составляют единую отраслевую сферу. Добыча нефти и газа является важнейшей составляющей топливно-энергетического комплекса. Нефтяная промышленность является одной из важнейших в экономике России. Ее роль определяется значимостью в формировании экспортных и бюджетных доходов, а также большой кооперацией с другими секторами и отраслями национальной экономики. Кроме того, российская нефть является высоко конкурентной на мировом рынке, что гарантирует определённый уровень загруженности отечественной экономики, но не доходов даже в периоды низких цен.

Механические примеси с высокой концентрацией взвешенных частиц в добываемой жидкости являются одним из главных осложняющих факторов при механизированной добыче нефти. В стремлении интенсифицировать отбор углеводородного сырья нефтяные компании вынуждены повышать интенсивность работ по ГРП и увеличивать депрессию на пласт, что в свою очередь ведет к увеличению выноса твердых частиц при фильтрации жидкости в скважину. Более того, существенную часть механических примесей составляют кристаллы солей, элементы коррозии внутрискважинного оборудования и др. источники, что вынуждает формировать целый комплекс мероприятий по борьбе с осложнениями.

Высокая концентрация механических примесей в продукции скважин является главной причиной преждевременного износа и отказа скважинного оборудования, что приводит к росту издержек и снижению рентабельности производства.

Цель ВКР: провести анализ методов защиты трубопроводов от механического износа внутренней полости и предложить эффективные способы повышения надежности объекта.

Для решения данной цели необходимо решить следующие задачи.

1 Изучить состав объектов и оборудования системы сбора, подготовки и транспортировки скважинной продукции.

2 Рассмотреть методы и оборудование для защиты трубопроводов от механического износа внутренней полости взвешенными частицами.

3 Определить оптимальный вариант применительно к объекту, произвести необходимые расчеты.

4 Рассчитать экономический эффект предлагаемого метода.

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

### 1 Схема сбора скважинной продукции

Продукция с площадок кустов скважин под избыточным давлением 0,6 МПа и температурой около +3 °С поступает на технологическую площадку (рисунок 1).

Для снятия основной нагрузки по газу нефтегазовая смесь (далее – НГВС) поступает в трубные устройства предварительного отбора газа (УПОГ), а затем во входные нефтегазовые сепараторы (С). Работа сепараторов осуществляется в параллельном режиме. Рабочий уровень жидкости в сепараторах, не менее половины аппарата, поддерживается регулирующее-отсечными затворами, а давление 0,6 МПа затвором, установленным на трубопроводе подачи газа в газовые сепараторы (ГС).

После сепараторов С в трубопровод организована подача деэмульгатора и ингибитора коррозии насосами типа НДг блока дозирования реагентов (БДР).

Далее НГВС направляется в теплообменник ТО. Их два – один рабочий и один резервный. Теплообменник ТО представляет собой теплообменный блок, в котором НГВС нагревается до температуры +10 °С обратным потоком нефти. ТО позволяет, с одной стороны, достичь температуру наиболее эффективного отделения воды от нефти в трехфазных сепараторах ТФС (расположенных далее по схеме), а с другой – привести разогретую нефть до рабочей температуры +5...+30 °С.

Нагретая НГВС подается на вход трехфазных сепараторов ТФС, работа которых также осуществляется параллельно. Для подачи НГВС помимо ТФС предусмотрена байпасная линия («байпас» на схеме).

В сепараторах ТФС происходит сброс воды до остаточной обводненности 10 % . Межфазный уровень в отстойном отсеке и текущий уровень нефти в нефтесборном отсеке ТФС контролируется регулирующее-отсечными



затворами. Избыточное давление в аппаратах 0,3 МПа поддерживается регулирующим затвором.

Нефтяной газ из ТФС направляется на очистку от капельной жидкости в газосепаратор сетчатый ГС и далее на узел распределения газа.

Пластовая вода из ТФС по общему трубопроводу под избыточным давлением, 0,2...0,25 МПа, отводится на установку по подготовке пластовых и сточных вод. Замер, суммирование количества воды, сбрасываемой на очистку, осуществляется расходомером.

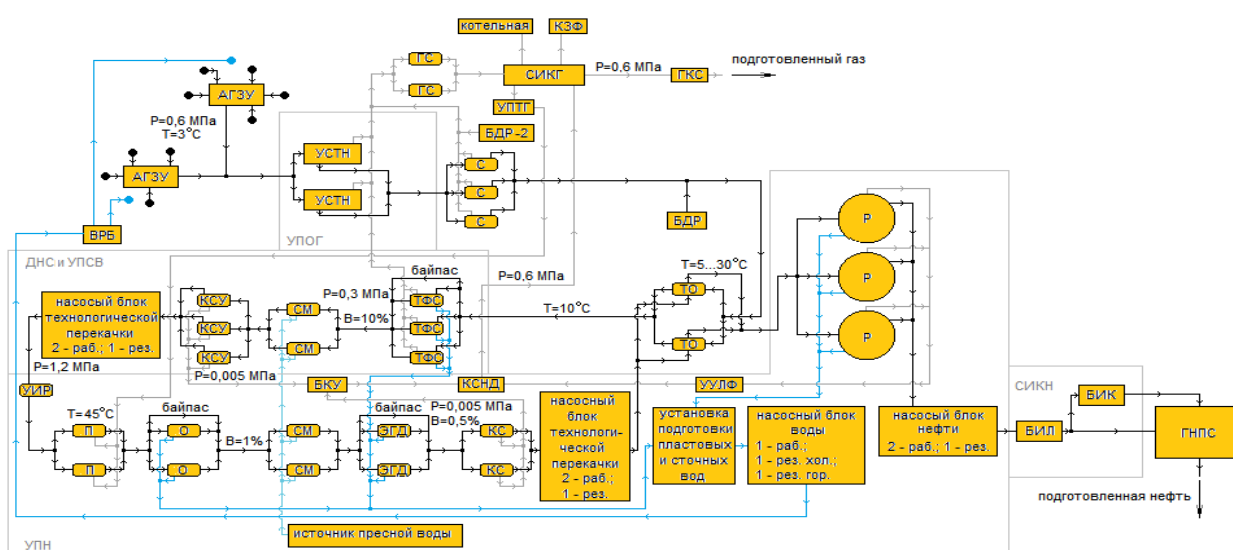


Рисунок 1 – Принципиальная схема сбора и подготовки скважинной продукции

Нефть из ТФС по общему трубопроводу через узел смешения СМ поступает в концевые сепарационные установки КСУ для разгазирования перед подачей в печи и далее в оборудование глубокого обезвоживания.

Избыточное давление в КСУ находится в пределах 0,005...0,3 МПа.

Водонефтяная эмульсия из КСУ подается на прием 4-х насосов типа ЦНСн или НК (2 рабочих + 1 резервный) блока технологической перекачки. На линии нагнетания насосов установлен регулирующее-отсечной затвор.

Нефтяной газ из КСУ направляется на площадку компрессорной станции низкого давления КСНД.

Насосами блока технологической перекачки нефть подается под давлением 1,2 МПа через узел измерения расхода на вход в печь огневого подогрева П для нагрева для температуры +45 °С для обеспечения эффективного протекания процессов глубокого обезвоживания. Газ для питания горелок П отбирается из расходного коллектора узла учета и распределения газа СИКГ.

Из печи П нефтеводяная эмульсия поступает на технологическую площадку отстойников нефти О, работа которых осуществляется параллельно по полному сечению аппарата. В отстойниках происходит сброс воды до остаточной обводненности 1 %. Межфазный уровень в отстойниках «нефть – вода» регулируется регулирующие-отсечными затворами.

После отстойников нефть через узел смешения СМ подается в электродегидраторы ЭДГ, в которых происходит обезвоживание нефти в электрическом поле до обводненности 0,5 %. Работа электродегидраторов осуществляется по полному сечению аппарата. Межфазный уровень в и избыточное давление 0,7 МПа в аппаратах поддерживается регулирующие-отсечными затворами. Технологической схемой предусматривается байпас оборудования глубокого обезвоживания – отстойников нефти О и электродегидраторов ЭДГ.

Из ЭДГ нефть через влагомер поступает на вход концевых сепараторов КС, где происходит разгазирование горячей нефти. Избыточное давление в концевых сепараторах составляет 0,005 МПа.

Нефтяной газ из КС направляется в блок компрессорных установок БКУ на площадке КСНД.

Насосами 3-х насосов типа ЦНСн или НК (2 рабочих и 1 резервный) второго блока технологической перекачки через теплообменник ТО для охлаждения обратным потоком сырой нефти от скважин до температуры +5...+30 °С в резервуары Р (2 рабочих и 1 резервный). В теплообменнике температура товарной нефти регулируется подачей потока холодного теплоносителя (сырой нефти) затвором. Обвязка резервуаров обеспечивает их

взаимозаменяемость, возможность последовательной и параллельной работы, порезервуарную сдачу нефти.

Нефть из резервуаров Р поступает на прием 3-х насосов типа ЦНСн или НК внешней перекачки (1 рабочий, 1 «горячий» резерв, 1 «холодный» резерв). Внутреннюю перекачку осуществляют 3 насоса типа ЦНСн (1 рабочий, 1 «горячий» резерв, 1 «холодный» резерв), вода поступает тоже на 3 насоса типа ЦНСн или НК и далее на установку подготовки пластовых и сточных вод.

При откачке подтоварной воды из Р необходимо следить за межфазным уровнем в резервуарах во избежание попадания нефти на установку по подготовке пластовых и сточных вод.

Товарная нефть после насосов внешней перекачки подается на входной коллектор блока измерительных линий БИЛ системы измерения количества и качества нефти СИКН. После БИЛ нефть поступает на ГНПС. Из выходного коллектора БИЛ через щелевое пробозаборное устройство с лубрикаторм отбирается часть нефти в блок измерений показателей качества нефти БИК для определения ее качественных показателей. После БИК нефть возвращается на ГНПС.

Нефтяной газ от УПОГ, первой ступени сепарации С направляется для дополнительной очистки от капельной жидкости в газовые сепараторы ГС. Очищенный от капельной жидкости газ подается в измерительную линию (1 рабочая и 1 резервная) системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа СИКГ и оттуда с избыточным давлением 0,6 МПа направляется на ГКС с частичным отбором газа на установку подготовки топливного газа УПТГ. После УПТГ топливный газ компримируется и закачивается в газоутилизирующие скважины. При авариях и плановых установках ГКС газ из ГС направляется на факельную систему высокого давления для сжигания (КЗФ на схеме – комплекс зажигания факела).

Нефтяной газ, отделившийся на второй ступени сепарации в ТФС подается на ГС также для очистки от капельной жидкости и далее, после СИКГ, направляется на котельную, печи огневого подгрева, КЗФ.

Конденсат из ГС отводится в емкости приемные ЕП.

Для предотвращения гидратообразования насосами блока дозирования реагентов БДР-2 в линию газа от сепараторов С до ГС осуществляется подача метанола.

Газ от КС и КСУ с избыточным давлением 0,005 МПа направляется на компримирование в блок компрессорных установок БКУ на площадке компрессорной станции низкого давления КСНД.

Пары (газ) от резервуаров Р направляется в установку улавливания легких фракций УУЛФ, расположенную на площадке КСНД. УУЛФ предотвращает срабатывание дыхательных клапанов Р на «вдох» и «выдох».

Компримированный газ до избыточного давления 0,6 МПа от КСНД направляется в СИКГ и далее на ГКС.

Вода, отделившаяся в результате технологического процесса подготовки НГВС в поступает в установку подготовки пластовых и сточных вод, а оттуда на блочную кустовую насосную станцию БКНС. БКНС предназначена для закачки в пласт очищенных пластовых вод, производственных и дождевых стоков. В БКНС установлено 3 высоконапорных насоса ЦНСн (1 рабочий и 2 резервных). На входе в насосы установлены фильтры для задержки механических примесей. Пройдя насосный агрегат, вода поступает на водораспределительную батарею ВРБ, и оттуда к скважинам. Для смазки и охлаждения подшипников электродвигателей и насосов предусмотрена централизованная маслосистема БМ. Охлаждение масла – воздушное. Подача масла из маслобаков осуществляется маслонасосом НШ (1 рабочий и 1 резервный) через фильтры и маслоохладитель.

На каждом объекте предусмотрена дренажная система в виде емкостей приемных. На каждой приемной емкости установлен погружной насос типа ВНД.

## **2 Системы сбора скважинной продукции**

### **2.1 Сборный коллектор**

Сборным коллектором называют трубопровод увеличенного диаметра, с помощью которого скважинная продукция собирается и далее транспортирует на промысловый сборный пункт для дальнейшей подготовки.

### **2.2 Автоматизированная групповая замерная установка**

Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ) предназначена для автоматического периодического определения продукции нефтяных скважин и контроля за их технологическими режимами. Областью применения установок являются системы герметизированного сбора нефти и попутного газа на нефтепромыслах.

Установки АГЗУ имеют различные вариации исполнения, им необходимо отвечать самым высоким требованиям в области безопасности и надежности, технологическим требованиям, ведь им предстоит работать в различных окружающих условиях.

Основные функции АГЗУ:

- прямые измерения среднего массового объема и массы сырой сепарированной нефти;
- прямые измерения, приведенные к стандартным условиям среднего объемного расхода и объема выделившегося в результате сепарации нефтяного газа;
- прямые или косвенные измерения влагосодержания  $W_0$  (объемного) жидкости;
- косвенные (вычисленные, при заданных лабораторных плотностях пластовой воды и нефти) измерения среднего массового расхода и массы сепарированной безводной нефти;

- измерение температуры газа;
- измерение давления в сепараторе и коллекторе.

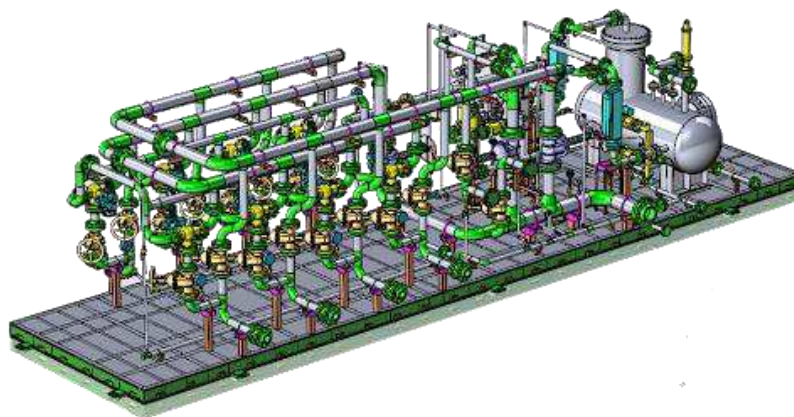


Рисунок 2 – Автоматическая групповая замерная установка

Установка состоит из технологического и аппаратного блоков. В состав поставки также включается комплект монтажных и запасных частей, инструмента и принадлежностей.

Установки АГЗУ имеют большое количество вариантов исполнения и отвечают самым высоким технологическим требованиям, требованиям безопасности и надежности и могут эксплуатироваться в различных условиях.

Габаритные размеры и масса определяются соответствующей конструкторской документацией на конкретную модификацию установки.

Количество подключаемых скважин, наличие дозирующего насоса с емкостью, нанесения внутреннего антикоррозионного покрытия, установка патрубков для подключения поверочной установки, наличие телеметрии, цветовое оформление и дополнительные требования устанавливаются по требованию заказчика.

### **2.3 Дожимная насосная станция**

Дожимная насосная станция предназначена для сбора, сепарации, обезвоживания, учета, транспортировки нефти.

ДНС, посредством насосов, придает нефти дополнительное давление, которое необходимо для ее транспортирования к высоконапорным участкам через системы сбора и подготовки. Также ДНС выполняют функции сепарации нефти, очищая ее от механических примесей, шлама, мелкокристаллической взвеси, продуктов коррозии и других твердых частиц, которые извлекаются потоком к устью скважин и попадают в систему нефтегазосбора, создавая там серьезные проблемы.

Принцип работы заключается в том, что нефть от групповых замерных установок поступает в буферные емкости, сепарируется. Затем нефть подается на прием рабочих насосов и далее в нефтепровод. Отсепарированный газ под давлением до 0,6 МПа через узел регулировки давления поступает в промысловый газосборный коллектор. По газосборному коллектору газ поступает на газокompрессорную станцию или на газоперерабатывающий завод (ГПЗ).

Расход газа замеряется камерной диафрагмой, устанавливаемой на общей газовой линии.

Уровень нефти в буферных емкостях поддерживается при помощи поплавкового уровнемера и электроприводной задвижки, расположенной на напорном нефтепроводе.

При превышении максимально допустимого уровня жидкости в НГС датчик уровнемера передает сигнал на устройство управления электроприводной задвижки, она открывается, и уровень в НГС снижается.

При снижении уровня ниже минимально допустимого электроприводная задвижка закрывается, обеспечивая тем самым увеличение уровня жидкости в НГС.

Для равномерного распределения нефти и давления буферные емкости соединены между собой перепускной линией.



Рисунок 3 – Дожимная насосная станция

## 2.4 Нефтегазовый сепаратор

Нефтегазовый сепаратор – это устройство, в котором нефть отделяется от попутного газа (или вода отделяется от нефти) за счет различной плотности жидкостей.

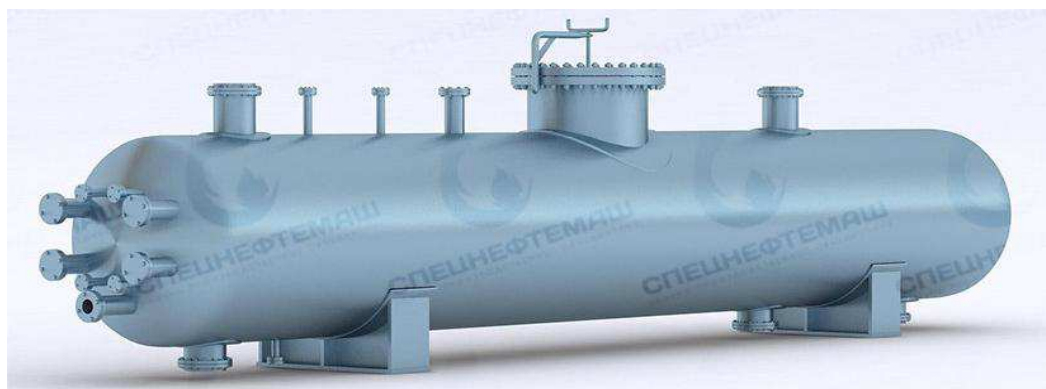


Рисунок 4 – Нефтегазовый сепаратор

Различают 3 вида сепараторов по положению в пространстве:

- горизонтальные;
- вертикальные;
- гидроциклонные.



По форме аппараты бывают:

- цилиндрические;
- сферические.

По числу фаз:

- 2-фазные;
- 3-фазные.

По показателям рабочего давления:

- до 0,6 МПа;
- от 0,6 до 2,5 МПа;
- выше 2,5 МПа.

Также их разделяют по принципу действия основной силы. Основные области применения сепараторов нефти:

- нефтехимическая;
- нефтеперерабатывающая;
- др. сферы, где требуется разделение нефтяных эмульсий.

Процесс отделения нефти от газа, осуществляемый в сепараторе, называется сепарацией.

Отделение проходит несколько стадий, от количества которых зависит объем дегазированной нефти, полученный из пластовой жидкости. Принцип работы сепаратора базируется на действии центробежной силы, разделяющей жидкость на твердую и жидкую фазу. По основной трубе суспензия попадает в верхнюю часть барабана, где очищается от тяжелых элементов, оттуда вытесняется в каналы тарелкодержателя, а после – в сепарационную камеру.

### **3 Методы защиты от механического износа**

#### **3.1 Фильтры для снижения количества механических примесей**

Фильтры (далее ФГВ) по внутреннему устройству делятся на фильтры решетки далее (ФР), фильтры сетчатые дренажные далее (ФСД) и фильтры щелевые дренажные далее (ФЩД).

Фильтры (ФР) предназначены для установки перед подпорными насосами.

Фильтры (ФСД, ФЩД) предназначены для установки перед оборудованием нефтеперекачивающих станций магистрального нефтепровода (НПС) и перекачивающих станций магистрального нефтепродуктопровода (ПСН).

Выбор фильтра для конкретных условий эксплуатации осуществляет проектная организация, применяющая его в своем проекте.

Фильтры устанавливаются в районах с сейсмичностью, не превышающей 10 баллов по шкале MSK-6 и предназначены для эксплуатации в условиях макроклиматических районов в соответствии с ГОСТ 15150. Климатическое исполнение «У», «ХЛ» и «УХЛ».

Фильтр представляет собой вертикальный цилиндрический корпус с эллиптическими днищами, с одной стороны которого находится быстросъемный концевой затвор.

Фильтр устанавливается вертикально на приварных опорах.

На фильтрах предусмотрены следующие патрубки:

- патрубков подвода и отвода среды, соответствующие диаметру присоединяемого трубопровода;
- патрубок с установленным вентилем, краном или другим устройством, позволяющим осуществлять контроль за отсутствием давления в фильтре перед его открыванием, а также удаление воздуха при гидравлическом испытании;
- дренажный патрубок для фильтров устанавливаемых надземно.

Внутри цилиндрического корпуса фильтра установлен съемный фильтрующий элемент многократного использования, изготовленный из коррозионно-стойкой стали.

Фильтрующий элемент ФР представляет собой решётку, установленную в рамную конструкцию, которая обеспечивает определенное положение решётки и направляет на неё поток нефти.

Фильтрующий элемент ФСД представляет собой цилиндрический каркас, обтянутый сеткой или перфорированную обечайку.

Фильтрующий элемент ФЦД представляет собой цилиндрический или плоский опорный каркас с выполненной на нём решёткой из профилированной проволоки V-образного сечения.

В зависимости от требований к монтажу и эксплуатации фильтры изготавливаются:

1) по способу соединения с трубопроводами:

- со штуцерами и с ответными фланцами (фланцевое соединение);
- с патрубками под приварку (сварное соединение) ;

2) по способу установки:

- надземная;
- подземная;

3) по исполнению сейсмостойкости:

– не сейсмостойкое (С0) для районов с сейсмичностью до 6 баллов включительно;

– сейсмостойкое (С) для районов с сейсмичностью свыше 6 баллов до 9 баллов включительно;

– повышенной сейсмостойкости (ПС) с сейсмичностью свыше 9 до 10 баллов включительно.

Фильтр предназначен для очистки нефтяной эмульсии от механических примесей, посторонних предметов, глины, парафино–смолистых отложений и окалины, устанавливаемый на нефтепромысловых, технологических трубопроводах, трубопроводах НПС магистральных нефтепроводов и

технологических установках нефтеперерабатывающей, нефтехимической, нефтяной и газовой отраслях промышленности. Чаще всего фильтр сетчатый устанавливают на трубопроводе насосного агрегата перед вентилем. Место установки должно предусматривать свободный доступ к фильтру и насосу агрегату для его обслуживания или ремонта. Фильтр может размещаться на открытом воздухе, в крытых установках, подземных дренажных емкостях.

Главное назначение таких фильтрационных систем – это отсеивание грубых механических примесей крупных размеров.

### **3.1.1 Сетчатые фильтры**

Сетчатые фильтры представляют собой специальные фильтрующие дренажные фланцевые элементы, назначение которых – грубая очистка жидкой или воздушной среды. Они широко применяются как в промышленных, так и бытовых трубопроводных системах. Сетчатый фильтр отличается плотной конструкцией и предназначен для механической фильтрации рабочей среды трубопровода, которая позволяет очищать частицы грязи мелкого и крупного размера, а также от ржавчины, окалина, стружки и прочих примесей механического характера.

Как правило, такие фильтры устанавливают на входе в трубопровод, где они выполняют функцию первичной фильтрации рабочей среды от самых больших загрязняющих включений и частиц.

Сетчатые фильтры могут различаться по своему внешнему виду и конструктивному исполнению, а также по своим габаритам. Основу конструкции составляет массивный корпус, изготовленный из металла, внутри которого установлена фильтрационная сетка. Материалом для корпуса могут служить чугун, сталь, медь или латунь. В промышленных очистных системах, а также в некоторых бытовых системах очистки современного типа устанавливают дренажные фланцевые фильтры с усиленным корпусом,

который изготавливается из материала, представляющего собой смесь композитных материалов и металлов.

В основном рабочую жидкость пропускают через такую систему грубой очистки от механических примесей в том случае, если степень её замутнения, определяемая количеством находящихся в жидкости загрязнений, превышает параметр 1,5 миллиграмма на один литр. Фильтры промышленного назначения рассчитываются с возможностью их установки в трубопроводы, диаметр которых варьируется от 80 до 500 миллиметров. Давление рабочей среды, которое способны выдерживать такие очистные устройства, колеблется от 1,6 до 6,3 МПа.

Конструктив фильтров для нефтепродуктов ничем не отличается от аналогичных устройств для газа, пара или воды, с одной лишь разницей – диаметр нефтеочищающих механизмов больше, чем для других сред. В быту применяют сетчатые фильтры с пропускной способностью сетки на уровне 20...100 микрометров, а в промышленности – от 400 до 500 мкм. Плотная металлическая сетка в бытовых очистителях способна выдерживать давление до 20 бар и температуры до 120 градусов.

Установка сетчатых очистителей – обязательна для обеспечения качества очистки, без которой невозможно достичь нужного уровня безопасности при эксплуатации любых трубопроводных систем. Грубая фильтрация дает возможность надежно и, главное, эффективно очищать содержимое трубопровода, что позволяет после применения последующих очистительных средств получить максимально чистый продукт, который необходим как в быту, так и на производстве. Фильтры такого типа в профессиональных кругах зачастую называют просто «грязевиками». Этот элемент фильтрационной системы трубопровода обладает самым простым функционалом и самой простой конструкцией среди всех прочих реализуемых в настоящее время комплектующих для систем очистки рабочей среды. Принцип его действия заключается в самом обычном отсеивании на фильтрующей сетке частиц загрязнения крупного размера.



Рисунок 5 – Фильтр сетчатый чугунный в разрезе

### 3.1.2 Щелевые фильтры

Щелевые фильтры самые дешевые и представляют собой фрагмент трубы с прорезями (щелями) горизонтального или вертикального направления (рисунок 6). Фильтры с горизонтальными щелями оказывают хорошее сопротивление радиальным нагрузкам, которые возникают при захвате их ловильным инструментом при извлечении из скважины. При изгибе ширина щелей может увеличиваться или уменьшаться на выпуклой и вогнутой сторонах дуги. Кроме того, они имеют низкую прочность на растяжение и поперечный изгиб. Поэтому наиболее эффективно применение фильтров с вертикальными и горизонтальными щелями одновременно. Щелевые фильтры имеют сравнительно малую входную площадь. Трудности с нарезанием щелей машинным способом шириной 0,5 мм и меньше существенно ограничивают возможность снижения их ширины. Существенным недостатком этих фильтров является подверженность коррозии, поскольку трубы, из которых они изготовлены обычно из малоуглеродистой стали. Недостаток щелевых фильтров заключается в сложности извлечения их фильтров на поверхность и, кроме того, они снижают продуктивность скважины.

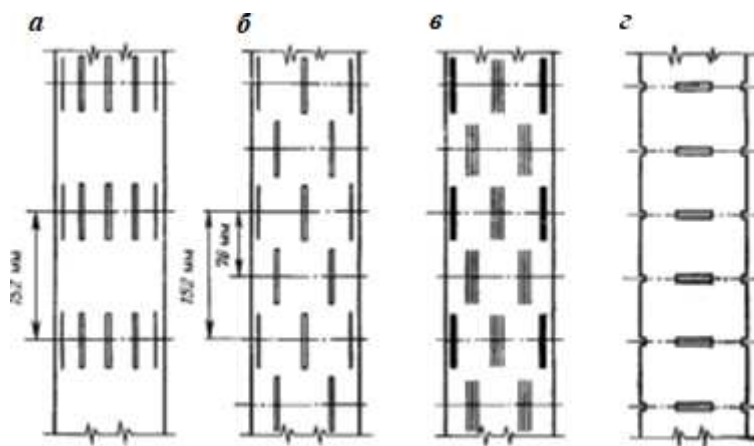


Рисунок 6 – Виды щелей в фильтрах: а – щели, расположенные рядами; б – щели, расположенные в шахматном порядке; в – двойные щели, расположенные в шахматном порядке; г – горизонтальные щели

### 3.2 Методы и устройства управления процессом нанесения покрытий на поверхность труб

Для защиты внутренней поверхности трубы от механического износа используют силикатно-эмалевое покрытие (шликер). Такое покрытие способно увеличить срок службы трубопровода до 50 лет. Применение внутренних силикатно-эмалевых покрытий повышает производительность трубопроводов, на стенках труб не скапливаются отложения, что повышает их пропускную способность. Гидравлическое сопротивление и потери давления по сравнению с трубой без покрытия уменьшаются в 1,5 раза. Это позволяет уменьшать диаметр трубопроводов и снижать их металлоемкость в 1,2 раза. Силикатно-эмалевое покрытие рекомендуется для защиты от коррозии внутренней поверхности труб при перекачке как углеводородных, так и пищевых продуктов, что практически неограниченно расширяет рыночные возможности предлагаемой технологии.

Существует два основных способа нанесения покрытий на внутреннюю поверхность – распыление шликера с помощью форсунки, движущейся внутри трубы, и способ ее предварительного наполнения с последующим управляемым

сливом. Эффективность существующих способов и устройств не удовлетворяет современным требованиям по надежности и метрологическим характеристикам в связи с засорением форсунки и неравномерностью пленки, связанной со сложностью управления скоростью слива в условиях изменяющихся давлений. Работа посвящена исследованию и развитию устройств нанесения покрытий способом управляемого слива и их технической реализации.

### **3.2.1 Обзор покрытий, используемых при изоляции труб и методы контроля их качества**

Наиболее распространенным органическим соединением для создания верхнего слоя покрытия за рубежом является термостабилизированный полиэтилен.

Внутреннее эпоксидное покрытие служит защитой от коррозии внутренней поверхности стальных труб, отводов, переходов, а также тройников, при высокой температуре эксплуатации, защита от коррозии подводных переходов, морских трубопроводов, используется эпоксидное покрытие. Внутреннее эпоксидное покрытие стальных труб значительно увеличивает срок их службы. Эпоксидное покрытие защищает металл трубы от контакта с транспортируемой средой: водой, смазочные материалы, сарая нефть, нефтепродуктами и другими агрессивными средами. Порошковая антикоррозийная защита в химическом плане является практически вечной, так как эпоксидные смолы весьма инертны химически даже к сильным кислотам и щелочам. Разрушение этого слоя возможно только механическим способом, но механическая прочность такого покрытия весьма велика: прорезы под давлением на нож в 50 кг не более 0,4 мм, низкое поверхностное трение определяет крайне высокую устойчивость к сдиранию и абразивным нагрузкам.

Для надежной защиты от механических повреждений и ударных воздействий используется покрытие из поливинилхлорида, обладающее большой толщиной и выдерживающее воздействие многих кислот.



Особенно устойчивую изоляцию образуют битумные покрытия в сочетании со стекловолокном. Оптимально размещение битума между слоями стекломатериалов.

Трубы, идущие от компрессорных станций, изолируются покрытиями на основе каменноугольных материалов, отличающихся высокой температурой плавления. В покрытие «Flakeglass» фирмы «Owens–ComingFiberglasEuropeS.A» (Бельгия) применяются чешуйки стекла толщиной 3 мкм при длине и ширине 3,2; 0,8 и 0,4 мм. В качестве связующего выступают эпоксидные смолы, полиэфирные или другие вещества. Нанесение «Flakeglass» на поверхность металла осуществляется разбрызгиванием.

В тех случаях, когда агрессивность среды сочетается с тяжелыми температурными и нагрузочными условиями, применяются ленточные покрытия. Для их изготовления используются полиэтилен и поливинилхлорид.

Сварные стыки труб в трассовых условиях за рубежом осуществляют различными методами и материалами:

- термоусаживающие;
- манжеты;
- муфты и ленты;
- полимерные липкие ленты;
- битумные и каменноугольные покрытия;
- порошковые эпоксидные краски.

Для защиты сварных соединений труб с внутренней изоляцией от коррозии с внутренней стороны предлагаются втулки и протекторы. Описано развитие технологий использования расплавляемых порошковых синтетических смол для защитных покрытий трубопроводов с начала 50-х гг., когда впервые смола ЕРОИ была применена в таком назначении, и до использования современных синтетических смол.

### **3.2.2 Модификация способов и конструкций устройств нанесения покрытий на внутреннюю поверхность труб**

Способы и устройства нанесения покрытия на внутреннюю поверхность трубы, основанный на наполнении внутренней полости трубы материалом с последующим управляемым сливом его излишков через сливную задвижку. Недостатком известных конструкций является неравномерность покрытия, связанная с неуправляемым стеканием материала покрытия с поверхности трубы.

Устройство должно повысить степень равномерности нанесения покрытия. Поставленная задача достигается контролем скорости движения материала путем автоматического управления пропускной способности сливной задвижки в зависимости от текущего уровня материала в трубе. Скоростью движения можно управлять по заданной программе, тем самым формируя требуемую толщину покрытия на разных участках трубы.

Перед началом процесса шликирования через вентиль 2 в трубу закачивается шликер, после этого вентиль 2 закрывается и слив шликера осуществляется через сливную задвижку 4. С помощью датчика уровня 3 осуществляется измерение текущего значения уровня шликера в трубе. По команде с микропроцессорного устройства обработки и управления 5 электромеханический привод 6 производит постепенное приоткрывание задвижки 4, направленное на компенсацию снижения скорости истечения шликера.

Целью регулирования является поддержание равномерного движения шликера через сливную задвижку, что в свою очередь обеспечивает равномерность нанесения пленки покрытия на внутренней стороне трубы.

Недостатком устройства является то, что он не обеспечивает требуемого качества покрытия по толщине, что связано с недостаточной точностью контроля процесса стекания материала через сливную задвижку обусловленную погрешностью гидростатического датчика, а также неэкономичное

использование наносимого материала, что связано с переливом при наполнении шликером внутренней полости трубы. Это ставит новую задачу повышения точности нанесения покрытия по толщине и увеличить экономичность устройства, т.е. устранить перелив шликера при наполнении трубы. Известны методы и устройства нанесения покрытий, осуществляющиеся пульверизацией из движущейся относительно трубы форсунки с последующей сушкой и отжигом эмали в печах. Недостатками этого метода являются проблемы, связанные с неравномерностью распыления материала покрытия с помощью форсунок, а также их быстрое засорение в случае использования вязких жидкостей.

Также известен метод, в котором нанесение материала осуществляется погружением трубы в жидкий материал с последующим стеканием его излишков, сушкой и отжигом. При таком методе нанесения возникает неравномерность толщины покрытия, связанная с нестабильной скоростью стекания материала с поверхности трубы в процессе вынимания ее из емкости. Предлагаемый метод основан на регулируемом сливе материала покрытия из полости трубы и решает задачу повышения равномерности толщины покрытия по всей ее длине. Основной идеей метода является управляемый слив жидкого материала покрытия из полости трубы. Сущность метода поясняется на рисунке 7, где изображена структурная схема системы. Толщина и равномерность покрытия зависят от скорости и стабильности движения материала и его температуры в полости трубы. В ОАО «Уральский институт металлов» разработаны таблицы зависимостей толщины покрытия от скорости движения материала для разных видов труб и покрытий. Эта зависимость в общем виде может быть представлена функцией:

$$D = f(V; T),$$

где  $D$  – толщина покрытия;

$V$  – скорость движения материала в полости трубы;

$T$  – температура наносимого материала.

Таким образом, основной задачей является стабилизация скорости движения материала. Работа системы заключается в том, что перед началом процесса нанесения покрытия через вентиль 5 в трубу закачивается материал наносимого покрытия, после этого вентиль 5 закрывается и начинается управляемый слив через шланговую задвижку 6. С помощью датчиков уровня 1 и 3 осуществляется измерение текущего значения уровня материала в трубе. По команде с микропроцессорного устройства обработки информации и управления 4 электромеханический привод 7 изменяет пропускную способность шланговой задвижки 6 таким образом, чтобы скорость движения материала оставалась постоянной.

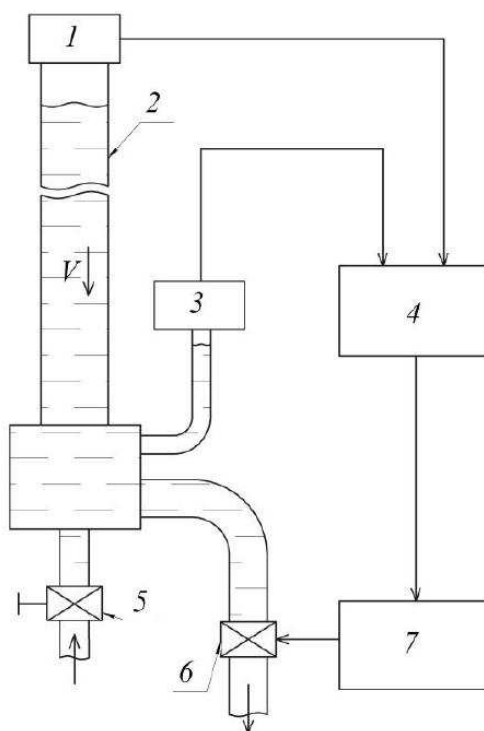


Рисунок 7 – Структурная схема системы нанесения покрытия на внутреннюю поверхность трубы: 1 – акустический датчик уровня материала в трубе; 2 – обрабатываемая труба; 3 – гидростатический датчик уровня материала в трубе; 4 – микропроцессорное устройство обработки информации и управления; 5 – впускной вентиль; 6 – шланговая задвижка; 7 – электромеханический привод

Целью регулирования является поддержание постоянной скорости движения материала покрытия в полости трубы, что, в свою очередь, обеспечивает равномерность пленки покрытия по всей ее длине.

## **4 Втулки для защиты сварных соединений**

### **4.1 Стальные соединительные втулки с силикатно– эмалевым покрытием. Назначение и применение**

Втулки стальные соединительные с силикатно–эмалевым покрытием предназначены для соединения труб и деталей трубопроводов с силикатно–эмалевым покрытием различного назначения и обеспечивают защиту внутренней поверхности зоны сварного шва:

- от сколов эмали и появления дефектов основного покрытия трубопровода во время монтажа и сварки;
- от воздействия транспортируемых агрессивных сред и высоких температур во время эксплуатации.

Соединительная втулка имеет внутреннее и внешнее эмалевое покрытие, радиальный выступ для фиксации и удобства монтажа и не требует дополнительных приспособлений при сборке и сварке. Значительную роль в соединении эмалированных труб выполняют конструктивные особенности втулки, соотношение ее размеров, их взаимосвязь с толщиной стенок соединяемых труб и форма разреза самой втулки. При сборке на наружную поверхность втулки наносят специальную шликерную пасту, приготовленную из легкоплавких силикатных эмалей, и размещают втулку внутри концов труб.

Развальцовка разрезанной втулки до размера внутреннего диаметра эмалированных труб позволяет аккумулировать механическую энергию при сжатии втулки.



Рисунок 9 – Втулка стальная соединительная с силикатно-эмалевым покрытием

Это обеспечивает последующее плотное прилегание поверхностей соприкосновения подготовленной к размещению втулки внутри концов соединяемых труб. Таким образом обеспечивается автоматическая компенсация зазоров между внутренними диаметрами труб и наружным диаметром втулки, возникающих из-за погрешности изготовления изделий, допусков на разнотолщинность стенок труб и отклонений по эллипсности, а также разности толщины эмалевых покрытий концов труб и соединительных втулок.

Под действием тепловой энергии при сварке происходит нагрев концов труб на ширину зоны термического влияния и через расплавляемую реборду втулки прогрев самого тела соединительной втулки до достаточной температуры расплавления монтажного шликера и оплавления покрытий силикатной эмали трубы и втулки. За счет особенностей конструкции соединительной втулки, наличия выступов по краям, сохранение непрерывности реборды при изменении ее диаметра и защиты зазора стыка эластичной вставкой, выполненной из стеклоткани, эмаль равномерно распределяется по внутренней поверхности кольцевого шва.

В эмалевой композиции в зоне сварного шва в этот период создаются благоприятные термодинамические и кинетические условия для образования

прочных химических связей фазовых составляющих компонентов основных эмалевых покрытий с монтажной легкоплавкой эмалью. Правильно подобранные коэффициенты теплового линейного расширения (КТЛР) эмалей и металла соединяемых труб являются условием формирования плотного, прочного, с хорошей пластичностью антикоррозионного покрытия в виде эмалевой композиции в зоне внутреннего сварного соединения по всей длине и поверхности соприкосновения втулки с концами соединяемых труб.

Показатель	Значение	Единицы измерения
Толщина покрытия	120	мкм, не менее
Адгезия покрытия	5	Мпа, не менее
Ударная прочность	4	Дж, не менее
Диэлектрическая сплошность покрытия	0,5	кВ, не менее
Плотность покрытия	2,4	г/см
Прочность на разрыв	100	МПа
Переходное сопротивление	500	Ом м2

Рисунок 10 – Характеристики стальной втулки

## 4.2 Втулки для защиты сварного шва марки CPS

Компания «СиПиЭс технолоджи» (CPS) занимается производством втулок, предназначенных для внутренней защиты сварного шва и обладающих рядом уникальных конструкционных особенностей. Действие втулки CPS основано на свойствах специального термоактивного материала, который расширяется при сварке и препятствует проникновению агрессивной среды в зону сварного шва за счет заполнения пространства между втулкой и трубой.



После отработки технологии в лабораторных условиях и проведения серии стендовых испытаний в 2012 году втулки из термоактивного материала поступили в серийное производство. Начиная с 2013 года ОПИ оборудования проводятся на объектах крупнейших нефтяных компаний России, включая ПАО «Газпром нефть», ПАО «ЛУКОЙЛ» и других.

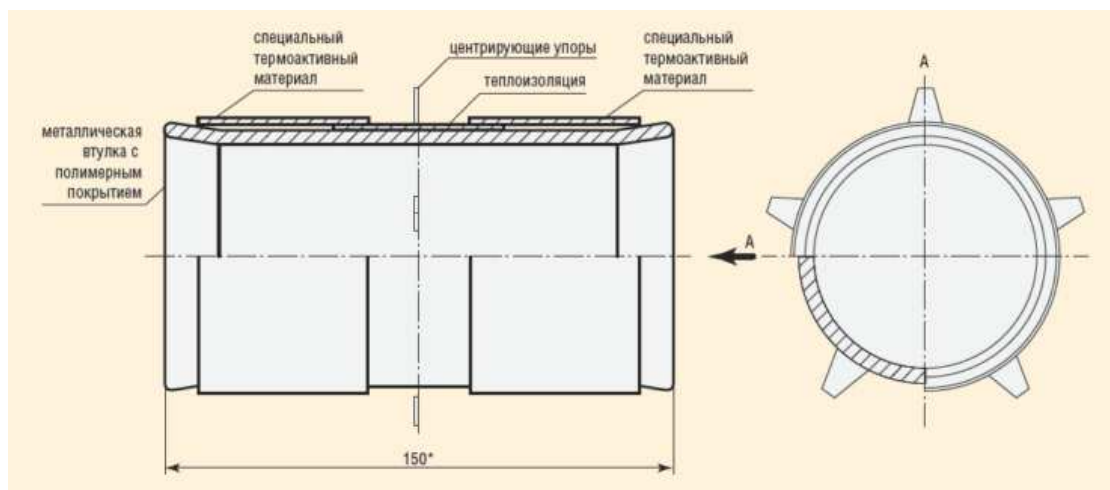


Рисунок 11 – Конструкция металлической втулки с полимерным покрытием

Предлагаемая компанией технология представляет собой сваренную из тонкого листа стали металлическую втулку с порошковым антикоррозионным покрытием, теплоизоляцией в зоне сварного шва и упорами. В отличие от других видов подобного оборудования втулка CPS обладает одной уникальной особенностью – ее конструкция включает специальный термоактивный материал, который расширяется при сварке и заполняет пространство между втулкой и трубой, тем самым препятствуя проникновению агрессивной среды в зону сварного шва. К другим преимуществам технологии следует отнести малый вес оборудования, незначительное сужение проходного сечения, отсутствие ограничений на применение при высоких давлениях в трубопроводе, длительный срок гарантийного хранения, отсутствие эпоксидной мастики и ограничений на выполнение монтажных работ при отрицательных температурах.

## 5 Технологический расчет промышленного трубопровода

Для определения целесообразности применения труб с внутренним покрытием, помимо снижения механического износа взвешенными частицами, при сооружении промышленных нефтепроводов произведем технологический расчет нефтепровода длиной 1 километр, с условным проходом 200 миллиметров, по которому транспортируется  $80 \text{ м}^3$  сырой нефти в час с плотностью  $803,1 \text{ кг/м}^3$  и кинематической вязкостью  $4,65 \text{ мм}^2/\text{с}$ , при температуре  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Целью данного расчета является сравнение потерь на трение при применении стальных труб и труб с внутренним покрытием.

Исходные данные:

- внутренний диаметр:  $d = 190 \text{ мм}$ .
- длина трубопровода:  $L = 1000 \text{ м}$ .
- часовая пропускная способность:  $Q_{\text{сут.}} = 80 \text{ м}^3$ .
- плотность перекачиваемой сырой нефти при  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ :  $\rho_{20^\circ\text{C}} = 803,1 \text{ кг/м}^3$ .
- кинематическая вязкость сырой нефти при  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ :  $\nu_{20^\circ\text{C}} = 4,65 \text{ мм}^2 / \text{с}$ .

### 5.1 Расчет трубопровода из стальных труб

Для расчета трубопровода из стальных труб, необходимо непосредственно выбрать трубу. Для данного расчета принимается труба челябинского трубного завода, изготавливаемая по ТУ 14-158-113 – 99 «Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной хладостойкости и коррозионной стойкости диаметром от 57 до 219 мм» [19].

Приведем некоторые характеристики данной трубы:

- наружный диаметр: 200 мм.
- толщина стенки: 10 мм.

Определим секундный расход сырой нефти в трубопроводе по формуле (1):

$$Q_{сек.} = \frac{Q_{сут.}}{3600}, \quad (1)$$

где  $Q_{сут.}$  – суточная пропускная способность, м<sup>3</sup>/сут.

Подставим значение в формулу (1) и вычислим:

$$Q_{сек.} = \frac{80}{3600} = 0,022 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определим среднюю скорость течения сырой нефти в трубопроводе по формуле (2):

$$v_{cp} = \frac{4 \cdot Q_{сек.}}{\pi \cdot d^2}, \quad (2)$$

где  $Q_{сек.}$  – секундный расход сырой нефти в трубопроводе, м<sup>3</sup>/с.

$d$  – внутренний диаметр трубы,  $d = 0,19$  м.

Подставим значения в формулу (2) и вычислим:

$$v_{cp} = \frac{4 \cdot 0,022}{3,14 \cdot 0,19^2} = 0,776 \text{ м/с}.$$

Для определения режима движения потока в трубопроводе, необходимо вычислить число Рейнольдса по формуле (3):

$$\text{Re} = \frac{v_{cp.} \cdot d}{\nu_{20^{\circ}\text{C}}}, \quad (3)$$

где  $v_{cp.}$  – средняя скорость течения сырой нефти в трубопроводе, м/с;

$\nu_{20^{\circ}\text{C}}$  – кинематическая вязкость сырой нефти при 20 °С, м/с;

$d$  – то же, что и в формуле (2).

Подставим числа в формулу (3) и вычислим число Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{0,776 \cdot 0,19}{4,65 \cdot 10^{-6}} = 31707.$$

При  $\text{Re} < 2320$  сохраняется ламинарный режим течения нефти. При  $\text{Re} > 2320$  режим течения нефти становится турбулентным.

Для нашего расчета режим течения нефти – турбулентный.

Существует 3 зоны трения при турбулентном режиме течения:

– зона гидравлически гладких труб (коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  зависит только от  $\text{Re}$ );

– зона смешанного трения ( $\lambda$  зависит от  $\text{Re}$  и относительной шероховатости  $\varepsilon$ );

– зона квадратичного трения ( $\lambda$  зависит только от  $\varepsilon$ ).

Переходные числа Рейнольдса являются границами зон трения.

Для определения зоны трения необходимо вычислить переходные числа Рейнольдса по формулам (4) и (5) соответственно:

$$\text{Re}_{1_{cm.}} = \frac{10}{\varepsilon}; \quad (4)$$

$$Re_{2cm.} = \frac{500}{\varepsilon}, \quad (5)$$

где  $\varepsilon$  – относительная шероховатость труб, ед.

Относительная шероховатость труб определяется по формуле (6):

$$\varepsilon = \frac{K_э}{d}, \quad (6)$$

где  $K_э$  – эквивалентная шероховатость, мм. Зависит от вида трубы и состояния трубы (таблица 1);

$d$  – то же, что и в формуле (2).

Таблица 1 – Эквивалентная шероховатость труб (данные А. Д. Альтшуля)

Вид трубы	Состояние трубы	$K_э$ , мм.
Бесшовные стальные	Новые, чистые	$\frac{0,01 \div 0,02}{0,014}$
Сварные стальные	Новые, чистые	$\frac{0,03 \div 0,12}{0,075}$
Сварные стальные	С незначительной коррозией после очистки	$\frac{0,1 \div 0,2}{0,15}$
Сварные стальные	После нескольких лет эксплуатации	$\frac{0,15 \div 0,3}{0,2}$
Сварные стальные	Умеренно заржавевшие	$\frac{0,3 \div 0,7}{0,5}$
Сварные стальные	Старые заржавевшие	$\frac{0,8 \div 1,5}{1}$
Сварные стальные	Сильно заржавевшие	$\frac{2 \div 4}{3}$
С внутренним покрытием	_____	$\frac{0,0015 \div 0,005}{0,00325}$

$$K_9 = 0,014_{\text{мм.}}$$

Подставим значение в формулу (6) и вычислим:

$$\varepsilon_{\text{см.}} = \frac{K_9}{d};$$

$$\varepsilon_{\text{см.}} = \frac{0,014}{0,19} = 0,07.$$

Подставим значения в формулы (4) и (5) и вычислим:

$$\text{Re}_1 = \frac{10}{0,07} = 143;$$

$$\text{Re}_2 = \frac{500}{0,07} = 7143.$$

Условия существования зон трения таковы:

– гидравлически гладких труб:  $2320 < \text{Re} < \text{Re}_1$ , при этом коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле Блазиуса (7):

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}}, \quad (7)$$

где  $\text{Re}$  – число Рейнольдса;

– смешанного трения:  $\text{Re}_1 < \text{Re} < \text{Re}_2$ , при этом коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле Альтшуля (8):

$$\lambda = 0,11 \cdot \left( \varepsilon + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25}, \quad (8)$$

где  $\varepsilon$  – то же, что и в формуле (5);

$\text{Re}$  – то же, что и в формуле (7).

– квадратичного трения:  $\text{Re} > \text{Re}_2$ , при этом коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле Шифринсона (9):

$$\lambda = 0,11 \cdot \varepsilon^{0,25}, \quad (9)$$

где  $\varepsilon$  – то же, что и в формуле (5).

В данном случае получилась зона квадратичного трения, так как выполняется условие  $31707 > 7143$ .

Для квадратичной зоны трения определим коэффициент гидравлического сопротивления по формуле Шифринсона (9):

$$\lambda = 0,11 \cdot 0,07^{0,25} = 0,056.$$

Далее необходимо вычислить потери напора на трение по длине. Так как труба имеет круглое сечение, то необходимо использовать формулу Дарси-Вейсбаха (10) для определения потерь напора на трение:

$$\Delta h = \lambda \cdot \frac{L \cdot v_{cp}^2}{d \cdot 2 \cdot g}, \quad (10)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления, ед;

$L$  – длина трубопровода, м;

$v_{cp}$  – то же, что и в формуле (3);

$d$  – то же, что и в формуле (2);

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Подставим значения в формулу (10) и вычислим:

$$\Delta h = 0,056 \cdot \frac{1000 \cdot 0,776^2}{0,19 \cdot 2 \cdot 9,81} = 9,048 \text{ м.}$$

Полученный результат переведем в потери давления по формуле (11):

$$\Delta p = \rho_{20^{\circ}\text{C}} \cdot g \cdot \Delta h, \quad (11)$$

где  $\rho_{20^{\circ}\text{C}}$  – плотность сырой нефти при температуре 20 °С, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – то же, что и в формуле (10);

$\Delta h$  – потери напора на трение по длине трубопровода, м.

Подставим значения в формулу (11) и переведем потери напора в потери давления:

$$\Delta p = 803,1 \cdot 9,81 \cdot 9,048 = 71262,063 \text{ Па} \approx 0,71 \text{ атм.}$$

## 5.2 Расчет трубопровода с внутренним покрытием

Исходные данные для расчета трубопровода с внутренним покрытием остаются такими же, как и для расчета трубопровода из стальных труб.

Соответственно не изменятся следующие параметры.

- Секундный расход сырой нефти в трубопроводе.
- Средняя скорость течения сырой нефти.
- Число Рейнольдса.

Эквивалентную шероховатость для с внутренним покрытием принимаем как шероховатость для труб из полиэтилена, согласно таблице 7.



Подставим числа в формулу (6) и вычислим относительную шероховатость с внутренним покрытием из полиэтилена:

$$\varepsilon_{\text{п.}} = \frac{0,00325}{0,19} = 0,017.$$

Подставим значения в формулы (4) и (5) и вычислим переходные числа Рейнольдса:

$$\text{Re}_{1\text{п}} = \frac{10}{0,017} = 587;$$

$$\text{Re}_{2\text{п}} = \frac{500}{0,017} = 29411.$$

В данном случае получилась зона квадратичного трения, так как выполняется условие  $31707 > 29411$ .

Для квадратичной зоны трения определим коэффициент гидравлического сопротивления по формуле Шифринсона (9):

$$\lambda = 0,11 \cdot \varepsilon^{0,25};$$

$$\lambda_{\text{п}} = 0,11 \cdot 0,017^{0,25} = 0,039.$$

Потери напора на трение определим по формуле Дарси-Вейсбаха (10):

$$\Delta h_{\text{п}} = 0,036 \cdot \frac{1000 \cdot 0,776^2}{0,19 \cdot 2 \cdot 9,81} = 6,301 \text{ м.}$$

Полученный результат переведем в потери давления по формуле (11):

$$\Delta p = 803,1 \cdot 9,81 \cdot 6,301 = 49626,686 \text{ Па} \approx 0,49 \text{ атм.}$$

Определим процент сокращения потерь на трение при применении трубопровода с внутренним покрытием из полиэтилена по формуле (12):

$$\frac{\Delta p_{cm} - \Delta p_{п}}{\Delta p_{cm}} \cdot 100\% , \quad (12)$$

где  $\Delta p_{cm}$  – потери давления при применении трубопровода из стальных труб, атм;

$\Delta p_{п}$  – потери давления при применении трубопровода с внутренним покрытием из полиэтилена, атм.

Подставим значения в формулу (12) и вычислим:

$$\frac{0,71 - 0,49}{0,71} \cdot 100\% = 31\%$$

Потери давления снизились на 31 %.

Исходя из проведенных расчетов, следует вывод, что при применении стальных труб с внутренним покрытием вместо стальных труб без внутреннего покрытия целесообразно, так как уменьшаются потери напора на трение по длине, что является положительным эффектом.

Благодаря уменьшению потерь напора, появляется возможность экономии финансовых средств за счет применения насосов с меньшими напорно-расходными характеристиками, в том числе за счет экономии электроэнергии, необходимой для работы насосов.

## **6 Экономическая часть**

В экономической части выпускной квалификационной работы будут рассчитаны основные затраты на работы по нанесению защитных покрытий. Определение данных затрат будет состоять из следующих этапов:

- сравнение стоимости защитных покрытий;
- расчет затрат на приобретение оборудования для проведения работ по нанесению покрытий;
- расчет затрат на амортизацию;
- расчет затрат на текущий ремонт;
- определение численности персонала, необходимого для проведения эксперимента;
- расчет фонда оплаты труда и страховых взносов;
- определение затрат на электроэнергию;
- статистика затрат на проведение работ по нанесению защитного покрытия.

### **6.1 Сравнение стоимости защитных покрытий**

Проведем сравнение цен на защитные покрытия для внутренней поверхности трубы руб/кг, и сведем в таблицу 2, а также диаграмму изображенную на рисунке. Цены в таблице 13 указаны с учетом НДС.

Таблица 2 – Материалы для проведения защитных работ

Наименование материалов	Стоимость за кг, руб.
Материалы:	
Защитное покрытие Акронат-100 [12]	6927,5
Защитное покрытие высокоглиноземистыми керамическими материалами [13]	13250,0

## Окончание таблицы 2

Наименование материалов	Стоимость за кг, руб.
Защитная композиция из вспененного каучука и полиэтилена [14]	2450,0
Эпоксидная защита amercoat 240[15]	1000.0

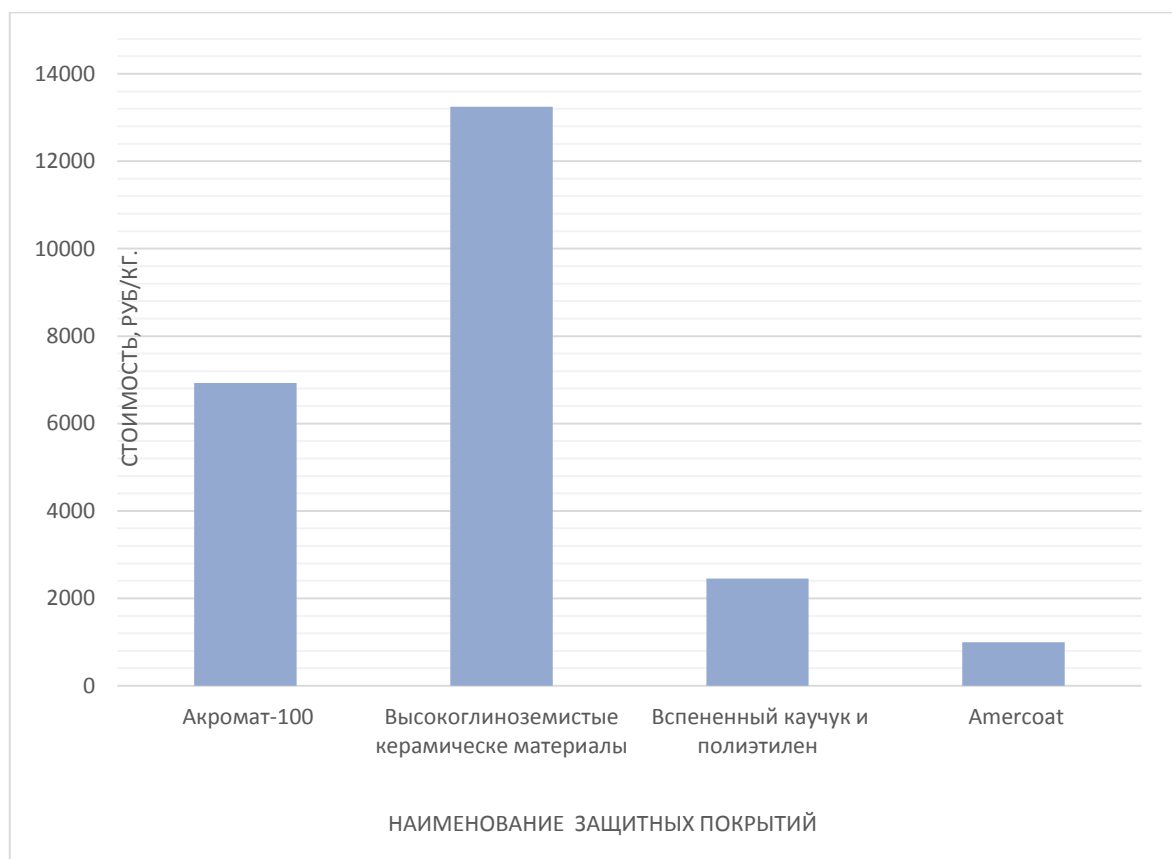


Рисунок 13 – Сравнение цен на различные защитные покрытия

### 6.2 Расчет стоимости оборудования

Оборудование, необходимое для проведения работ по нанесению внутренней защиты, а также его стоимость (с учетом НДС) указаны в таблице 3 и 4.

Таблица 3 – Основное оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Стоимость, руб.	Источник цен
Компрессорное оборудование			
1	Компрессорная установка «Atlas Copco XATS 900 E»	254000	[16]
Оборудование очистки поверхностей			
2	Пескоструйная машина «АСО-150»	102800	[17]
Оборудование окрасочное			
3	Аппарат безвоздушного распыления защитных покрытий «Airblast pipecoater v-700»	550000	[18]
Прочее технологическое оборудование			
7	Вентилятор шахтный ВМЭ-6	120000	[19]
8	Пылесос промышленный Hilti VC 60-U	141360	[20]
Итоговая стоимость основного оборудования		1168160	

Таблица 4 – Оборудование для контроля процесса работ

№ п/п	Наименование операции контроля	Наименование оборудования	Стоимость оборудования, руб.	Источник цен
Контроль климатических условий				
1	Измерение температуры воздуха, поверхности, точки росы, измерение относительной влажности	Elcometer 319	75600	[21]
2	Определение содержания кислорода и суммы горючих газов (с градуировкой по оксиду углерода) в воздухе рабочей зоны	Газоанализатор ОКА-92 МТ	30864	[22]
Контроль нанесения покрытия (законченного покрытия )				
3	Температура лакокрасочного материала	Elcometer 210	7100	[23]

#### Окончание таблицы 4

№ п/п	Наименование операции контроля	Наименование оборудования	Стоимость оборудования, руб.	Источник цен
4	Толщина мокрой пленки	Толщинометр неотвердевшего слоя «КОНСТАНТА Г1»	4366	[24]
5	Толщина сухой пленки	Elcometer 456	51700	[25]
6	Визуальная оценка поверхности	Фонарь, лупа увеличительная	334+1836	[26] [27]
Итоговая стоимость оборудования для контроля процесса работ			171810	

Итоговая стоимость оборудования, которое необходимо для проведения работ по нанесению защитного покрытия составляет 1339970 рубля.

### 6.3 Расчет амортизационных отчислений

Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается линейным методом по формуле:

$$A.O. = \frac{C_{oc} \times H_a}{100}, \quad (13)$$

где  $C_{oc}$  – первоначальная стоимость основного средства, руб.

$H_a$  – годовая норма амортизационных отчислений, %

Годовая норма амортизационных отчислений находится по формуле

$$H_a = \frac{100}{T}, \quad (14)$$

где  $T$  – срок службы в годах, руб.

Таблица 5 – Оборудование стоимостью более 40 тыс. руб.

№ пп	Наименование оборудования	Стоимость без НДС, руб.	Срок экспл., лет	Годовая норма амортизации, %	Ежемесячная сумма амортизационных отчислений, руб
1	Компрессорная установка	211666,67	8	12,5	26458,33
2	Пескоструйная машина	85666,66	5	20	17133,33
3	Аппарат безвоздушного распыления защитных покрытий «Airblast pipescoater v-700»	458333,33	7	14,28	65449,99
4	Вентилятор шахтный ВМЭ-6	100000,00	5	20	20000,00
5	Пылесос промышленный Hilti VC 60-U	117800,00	5	20	23560,00
6	Elcometer 319	63000,00	5	20	12600,00
7	Elcometer 456	43083,33	5	20	8616,66
	Итого:	х	х	х	173818,31

Таким образом затраты на амортизационные отчисления составляют 173818,31 рубля.

#### 6.4 Расчет затрат на текущий ремонт

Затраты на текущий ремонт ( $Z_{т.р.}$ ) определяются по проценту от стоимости оборудования, требующего восстановления, с использованием следующей формулы:

$$Z_{т.р.} = 0,05 \cdot CT_0, \quad (15)$$

где  $CT_0$  – стоимость оборудования для исследования, которое подлежит ремонту, руб;

0,05 – процентный коэффициент стоимости ремонтных работ.

Ремонту подлежит все вышеперечисленное оборудование, требующееся для работ по нанесению защитного покрытия. Следовательно, его суммарная стоимость составляет 1168160 руб.

Подставим известные величины в формулу (3):

$$Z_{т.р.} = 0,05 \cdot 1168160 = 58408 \text{ руб.}$$

По итогу, затраты на текущий ремонт составят 58408 руб.

#### 6.5 Расчет затрат на электроэнергию

Одним из видов расходов является плата за электроэнергию. Так как оборудование для проведения мероприятия выбрано, посчитаем сколько электроэнергии потребуется для проведения мероприятия на этом оборудовании (таблица 6). Проведем расчет на один месяц с учетом того что оборудование работает по 8 часов день. При 5-дневной рабочей неделе, принимаем число рабочих дней в месяце равным 20. Тогда наработка каждого оборудования составит 160 часов.



Таблица 6 – Расчет электроэнергии

Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Потребляемая мощность, кВт/ч	Количество часов работы, ч	Количество потребляемой энергии за весь период, кВт
Компрессорная установка	1	25	160	4000
Аппарат безвоздушного распыления защитных покрытий «Airblast pipecoater v-700»	1	5	160	800
Вентилятор ВМЭ-6	1	22	160	3520
Пылесос промышленный Hilti VC 60-U	1	2,4	160	384
Итого:	4	54,4	640	8704

Затем необходимо определить стоимость электроэнергии за рабочий период (при стоимости 4,35 руб. за кВт/час [28]). Зная количество потребляемой энергии, рассчитаем затраты на электроэнергию по формуле:

$$P_{э/э} = C_{тэ} \cdot K \quad (16)$$

где  $P_{э/э}$  – затраты на электроэнергию, руб.;

$C_{тэ}$  – стоимость электроэнергии за кВт/час;

$K$  – количество потребляемой энергии за весь период, ч.

Подставляя известные значения получаем

$$P_{э/э} = 4,35 \cdot 8704 = 37862,4 \text{ руб.}$$

## 6.6 Расчет заработной платы

Для определения заработной платы необходимо провести расчет основного фонда заработной платы, определить численность персонала, необходимого для проведения работ по нанесению защиты и подготовки внутренней поверхности трубопровода.

Произведем расчет заработной платы работников за 1 месяц проведения работ.

Таблица 7 – Фонд заработной платы

Персонал	Численность рабочих	Кол-во месяцев	Оклад, руб.	Северная надбавка, %	Районный коэффициент, %	Заработная плата на одного работника с надбавками, руб.	Фонд заработной платы должности, руб.
Мастер [29]	1	1	45000	50	50	90000	142875
Производитель работ [30]	2	1	45000	50	50	90000	180000
Пескоструйщик [31]	1	1	38000	50	50	76000	76000
Подсобный рабочий [32]	3	1	30000	50	50	60000	180000
Итого							578875

## 6.7 Расчет страховых взносов

В расчет страховых взносов входит фонд заработной платы, который является основной базой для расчета, налоговая ставка – 30%, в том числе 22% – пенсионный фонд, 2,9 % – фонд социального страхования, 5,1% – фонд обязательного медицинского страхования.

Рассчитаем сумму страховых взносов по следующей формуле

$$ССВ = \Phi_{з/п} \cdot 30\% \quad (6)$$

где ССВ – сумма страховых взносов, руб;

$\Phi_{з/п}$  – фонд заработной платы с надбавками, руб.

Подставляя известные значения получаем

$$ССВ = 578875 \cdot 0,3 = 173662,5 \text{ руб.}$$

### **6.8 Расчет взносов на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний**

Базой для расчета взносов на страхование от несчастных случаев является заработная плата. Ставка для рабочих осуществляющих нанесение защитных покрытий равняется 0,7%. Рассчитаем сумму страховых взносов по формуле:

$$B_{стр} = \Phi_{зпн} \cdot 0,7\% \quad (7)$$

где  $B_{стр}$  – взносы на страхование, руб.

$$B_{стр} = 578875 \cdot 0,007 = 4052,125 \text{ руб.}$$

### **6.9 Статистика затрат на проведение работ по нанесению защитного покрытия**

В ходе экономического расчета был произведен расчет различных затрат, подведем статистику затрат и полученные значения в таблицу 8.

Таблица 8 – Затраты на работы по нанесению защитного покрытия

Наименование затрат	Затраты, руб.
	На все необходимое для работ, кроме закупки защитных покрытий.
Фонд оплаты труда	578875,000
Социальное страхование	173662,500
Несчастные случаи и проф. заболевания	4052,125
Расходы на электроэнергию	37862,400
Расходы на основное оборудование	1339970
Амортизационные отчисления	173818,310
Текущий ремонт	58408,000
Итого:	2366646,535

Итоговая стоимость всех расходов, необходимых для осуществления работ по нанесению защитных покрытий на внутреннюю поверхность трубопровода составляет 2366646,535 рублей.

## **7 Безопасность и экологичность**

В настоящее время на любом производстве огромное внимание отводится безопасности производства, сохранению окружающей среды, а также предупреждению аварий и чрезвычайных ситуаций.

Для обеспечения безопасности трудового процесса, предотвращения аварийных ситуаций и правильной борьбы с их последствиями, каждым предприятием разработаны локальные нормы и правила, следование которым обеспечивает сохранность здоровья и жизни работника, а также защиту окружающей среды.

Соблюдение этих правил на производстве позволяет поддерживать установленные нормативные экологические показатели, а также предотвращать возникновение аварийных и чрезвычайных ситуаций.

### **7.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ**

Для линейного трубопроводчика рабочим местом является:

- магистральный нефтегазопровод;
- кустовые площадки;
- узлы установки датчиков контроля коррозии;
- узлы запорной арматуры;
- внутрипромысловый нефтегазопровод;
- узлы камер запуска и приема средств очистки и диагностики.

Анализ опасных и вредных факторов при выполнении работ представлен в таблице 9 [33].

Таблица 9 – Анализ опасных и вредных производственных факторов

По характеру происхождения	Опасные и вредные производственные факторы
Физические	Недостаточный уровень естественного освещения
	Повышенный уровень вибраций и шума
	Пониженная температура воздуха
	Ожог о поверхность перегретого объекта
Химические	Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны Попадание токсичных веществ в организм через органы дыхания и кожные покровы
Психофизиологические	Нервно-психические перегрузки
	Физические перегрузки,

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по обязательному социальному страхованию. Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2% к начисленной оплате труда [34].

При проведении работ возможны следующие аварийные ситуации:

- повреждение трубопровода;
- падение объектов;
- взрыв;
- воспламенение.

Серьезными последствиями являются: нарушение природного ландшафта, естественного состояния грунта, нарушение целостности растительного слоя и почвенного покрова.

## **7.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Проведение работ осуществляется на территории Юрубчено-Тохомского месторождения Эвенкийского района, расположенного в Красноярском крае. Климатический регион (пояс) – Iб (IV). Средняя температура воздуха в зимние месяцы составляет  $-41^{\circ}\text{C}$ , а средняя скорость ветра составляет 1,3 м/с [34].

Климат района резко континентальный. Длительность зимы – 8 месяцев, с декабря по февраль отрицательная температура может достигать  $-60^{\circ}\text{C}$ . Температура летом в жаркие периоды превышает  $40^{\circ}\text{C}$ . Среднегодовая температура воздуха составляет  $-5\dots-15^{\circ}\text{C}$ . Относительная влажность воздуха в зоне проведения работ около 71 %. Годовое количество осадков – 370...400 мм.

Земляные работы по вскрытию подземного трубопровода проводятся в светлое время суток на открытой площадке. Запрещается проводить работы в темное время суток и в том случае, если температура воздуха ниже  $-30^{\circ}\text{C}$ .

Вспомогательные и административно-бытовые помещения оборудованы системой отопления и вентиляции, что позволяет сохранять оптимальные параметры воздушной среды.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Дополнительные перерывы для обогрева работающих, приостановка работы на объектах осуществляется в зависимости от установленных предельных значений температуры наружного воздуха и скорости ветра в данном климатическом районе. Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне  $15\dots20^{\circ}\text{C}$  [35].

### **7.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования**

Нефтегазосборный трубопровод диаметром 273 мм и длиной 2300 м при рабочем давлении 1 МПа относится к III классу опасности [36]. Проведение земляных работ по вскрытию трубопровода осуществляется на открытой площадке.

Все участки трубопровода обеспечены проездами к любой точке вдоль трассы трубопровода для выполнения профилактических, ремонтных и аварийных работ.

Объект оборудован ограждениями, которые исключают доступ посторонних лиц, имеют информационные, опознавательные и предупреждающие знаки. Предупредительными знаками обозначены линейные элементы трубопровода, находящиеся в колодцах и над поверхностью земли. Так как работы проводятся в светлое время суток, уровень освещенности не требует оценки, в связи с чем, отсутствует необходимость установки дополнительных осветительных приборов. Уровень шума не превышает допустимого значения 90 Дб. Для снижения его вредного воздействия используются противошумные наушники Delta Plus с креплением на каску. Для снижения вибрационного воздействия предусмотрены индивидуальные средства вибрационной защиты – виброзащитные сиденья и рукоятки [37, 38].

Для обеспечения комфортной работы в условиях низкой температуры воздуха и защиты от ожогов о перегретую поверхность, работник обеспечен комплектом зимней спецодежды, специальной обувью и средствами индивидуальной защиты:

- одежда специальная защитная (тулупы, пальто, полупальто, и т. д.);
- средства защиты ног (сапоги, ботинки, и т. д.);
- средства защиты глаз и лица (защитные очки, щитки лицевые и т. д.);
- средства защиты головы (каска, шлемы, шапки, и т. д.);



– средства защиты органов дыхания (противогазы, респираторы, шланговые противогазы, и т. д.). [39].

#### **7.4 Обеспечение безопасности технологического процесса**

При проведении работ используются следующие вредные вещества: гидравлическое масло, дизельное топливо и керосин. При попадании в организм человека через дыхательные пути или кожные покровы, эти вещества могут вызвать ожоги, отравления, поражения внутренних органов.

Гидравлическое масло и керосин относятся к 3 классу опасности. Предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны не превышает допустимых значений 1,1...10,0 мг/м<sup>3</sup>. Дизельное топливо относится к 4 классу опасности, его ПДК в воздухе рабочей зоны не превышает 10,0 мг/м<sup>3</sup>. Контроль концентрации вредных веществ в воздушной среде осуществляется с помощью многокомпонентного переносного газоанализатора VM-25. При превышении норм ПДК проведение работ запрещено [40].

В процессе проведения работ оборудование содержится в чистоте.

Для обеспечения безопасности персонала электрооборудование обеспечено надежным заземлением, в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок. Монтаж заземляющих устройств выполнен в соответствии с нормативными требованиями. Сопротивление заземляющего устройства, используемого для заземления электрооборудования, не более 4 Ом.

Молниезащита оборудования связи выполняется в соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

## 7.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II [41].

Производственные помещения на нефтеперекачивающей станции относятся к категории «Б» – взрывопожароопасные и к категории «А» – обладающие повышенной взрывопожароопасностью. [42]

Причинами возникновения пожаров являются:

- нарушение правил эксплуатации;
- внешние воздействия;
- огневые работы и др.

Электрооборудование (машины, аппараты, устройства), контрольно-измерительные приборы, средства блокировки, обработки и автоматизации, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов 0, 1 и 2, выполняются во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, отвечающий требованиям, предъявляемым ПУЭ, вид взрывозащиты - категории и группе взрывоопасной смеси [43].

В таблице 10 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ [44].

На месторождении для обеспечения безопасности рабочих на каждом узле расположены первичные средства пожаротушения:

- ящик с песком,  $V = 1 \text{ м}^3$  – 1 шт.;
- огнетушитель пенный 10 л – 1 шт.;
- ведра пожарные – 2 шт.
- багор – 1 шт.;
- лом – 1 шт.;
- лопаты (совковая и штыковая) – 2 шт.;

- топор – 1 шт.;
- противопожарное полотно – 1шт.

Таблица 10 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С		40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup> в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Противопожарный инструмент находится на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению. [45]

## **7.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях**

Внутрипромысловые трубопроводы предназначены для транспортировки пластового флюида с кустовых площадок до установки подготовки нефти.

При эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 11 [46].

Таблица 11 — Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев	<p>Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия.</p> <p>Высокая опасность возникновения пожара с возможностью нанесения значительного ущерба инфраструктуре</p>
Разливы нефти	<p>Разливы нефти потенциально могут привести к экологическим катастрофам и нанесению значительного вреда окружающей среде и биосфере</p>
Отказ трубопровода подачи хим. реагента	<ul style="list-style-type: none"> <li>– выброс газа и разлив нефти в окружающую среду</li> <li>– розлив химреагента на территорию кустовой площадки;</li> <li>– загазованность территории</li> <li>– отравление газом, отравление парами химреагента, облив хим. реагентом, нефтью</li> </ul>
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	<ul style="list-style-type: none"> <li>– розлив химреагента в помещении УДХ</li> <li>– загазованность помещения</li> <li>– отравление парами химреагента, облив химреагентом</li> </ul>
Пожар в производственном помещении	<ul style="list-style-type: none"> <li>– выброс газа и разлив нефти в помещении</li> <li>– розлив химреагента</li> <li>– загазованность территории и помещения</li> <li>– поражение людей продуктами сгорания</li> </ul>
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	<ul style="list-style-type: none"> <li>– выброс газа и розлив нефти в окружающую среду</li> <li>– загазованность территории</li> <li>– отравление газом, облив нефтью</li> </ul>

На территории проведения работ могут возникнуть чрезвычайные ситуации техногенного и антропогенного характера. В таких условиях на трубопроводчика линейного могут воздействовать такие поражающие факторы,

как: отравление токсичными веществами, термические ожоги, травмы тела. Действие этих факторов может привести к летальному исходу работника.

Для исключения возможных аварийных ситуаций необходимо осуществлять контроль концентрации вредных веществ в воздушной среде, не допускать наличия источников открытого огня, внимательно следить за глубиной разрабатываемого машинами грунта, а также следить за правильностью работы и расположения машины во избежание недопустимых перемещений и падения.

Основной объём работ ведется на площадках (узлах) камер запуска и камер приёма средств очистки и диагностики, расположенных на территории всего месторождения. Площадки относятся к 3 классу опасности [47].

Общая численность работников цеха по эксплуатации и ремонту трубопроводов составляет 40 человек. Численность дневной смены 15 человек. При выполнении работ на площадках камер запуска и приёма СОД численность работников составляет минимум 2 трубопроводчика и один наблюдающий.

Эксплуатация трубопроводов производится круглосуточно, круглогодично.

Каждый работник имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

На случай чрезвычайной ситуации на территории месторождения имеются убежища для персонала.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (щелочи, кислоты), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид на установку подготовки нефти, а далее товарная нефть попадает в магистральный трубопровод. Имеются склады горюче-смазочных легковоспламеняющихся материалов.

Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Безопасность в аварийных и чрезвычайных ситуациях обеспечивается Планом ликвидации аварий, утвержденным в компании ПАО

«Востсибнефтегаз». Для максимально возможного уменьшения риска возникновения чрезвычайных ситуаций разрабатывается комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно.

В случае возникновения аварийной ситуации необходимо прекратить все работы, приступить к ликвидации аварии, если это возможно, а также сообщить о сложившейся ситуации руководителю работ, службе РИТС, по телефону сообщить местность (объект), где возникла аварии, с помощью пикетов близлежащих трубопроводов, близлежащих узлов или кустовых площадок. Если произошла авария с возникновением пожара, то в первую очередь необходимо сообщить в пожарную часть.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В бакалаврской работе я провел анализ методов защиты трубопроводов от механического износа внутренней полости и предложить эффективные способы для повышения надежности объекта. Изучил состав объектов и оборудования системы сбора, подготовки и транспортировки скважинной продукции. Рассмотрел методы и оборудование для защиты трубопроводов от механического износа внутренней полости взвешенными частицами. Определил оптимальный вариант применительно к объекту, произвести необходимые расчеты. Рассчитал экономический эффект предлагаемого метода

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- НГВС – нефтегазводяная смесь
- УПОГ – устройство предварительного отбора газа
- ГС – газовый сепаратор
- БДР – блок дозирования реагентов
- ТФС – трехфазный сепаратор
- КСУ – конечная сепарационная установка
- КСНД – компрессорная станция низкого давления
- СИКГ – система измерений количества и параметров качества газа
- ЭДГ – электродегидратор
- БИЛ – блок измерительных линий
- УПТГ – установка подготовки топливного газа
- КЗФ – комплекс зажигания факела
- ЕП – емкость приемная
- БКУ – блок компрессорных установок
- УУЛФ – установка улавливания легких фракций
- БКНС – блочная кустовая насосная станция
- ВРБ – водораспределительная батарея
- ФГВ – фильтр– грязеуловитель вертикальный
- ФР – фильтр решетки
- ФСД – фильтр сетчатый дренажный
- ФЩД – фильтр щелевой дренажный
- НПС – нефтеперекачивающая станция
- ПСН – перекачивающая станция нефтепродуктопровода
- АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка
- ДНС – дожимная насосная станция
- КТЛР – коэффициенты теплового линейного расширения



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 [Электронный ресурс]: Портал о нефти – Режим доступа: <https://neftok.ru/oborudovanie/filtry-setchatye-dlya-nefteproduktov.html#ustrojstvo-i-printsip-raboty>
- 2 [Электронный ресурс]: Портал о нефтегазовом секторе – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/science/booty/331717-novye-konstruktsii-gidravlicheskih-filtrov-ustanovok-i-ustroystv-dlya-ochistki-proizvodstvennykh-st/>
- 3 [Электронный ресурс]: Сайт – Режим доступа: <https://www.himmash.net>
- 4 Ишмурзин, А. А. Учебное пособие. Машины и оборудование сбора и подготовки нефти и газа – Уфа: ССП УГНТУ «ИДПО», 2014
- 5 СТО 4.2-07– 2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. – Введ. 30.12.2013. – Красноярск: ИПК СФУ, 2013. – 60 с.
- 6 Слышенков, В. А. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа : Учебное пособие / В. А. Слышенков, А.В. Деговцов – Москва, 2012. – 54 с.
- 7 Коршак, А. А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов : учебник / А. А. Коршак, А. М. Нечваль. – Ростов– на– Дону : Феникс, 2017. – 544 с.
- 8 [Электронный ресурс]: Сайт – Режим доступа: <https://www.nefteavtomatika.ru/ru/sup/hydrocarbons-metering-systems/automated/>
- 9 [Электронный ресурс]: Сайт – Режим доступа: [https://nv-rs.ru/metering\\_units\\_AGZU/](https://nv-rs.ru/metering_units_AGZU/)
- 10 Аксенова, А. А. Технология и технические средства заканчивая скважин с неустойчивыми коллекторам Учебное пособие / Н. А. Аксенова, В. П. Овчинников, А. Е. Анашкина.– Тюмень, ТИУ, 2018.– 134 с.
- 11 Энциклопедия газовой промышленности: пер. с франц. / ред. пер. К. С. Басниев. – Москва: Акционерное общество «ТВАНТ», 1994. – 884 с.

12 ООО «Тiu» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о цене на АКРОМАТ-100 – Режим доступа : <https://minusinsk.tiu.ru/p306833044-akromat-100-zaschitnaya.html>

13 ООО «Тiu» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о цене на высокоглиноземистые керамические материалы – Режим доступа : <https://minusinsk.tiu.ru/p419795429-futerovka-truboprovodov-vysokoglinozemistymi.html?&primelead=МTEuMDM>.

14 ООО «Тiu» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о цене на защитную композицию из вспененного каучука и полиэтилена – Режим доступа : <https://minusinsk.tiu.ru/p298300026-kraska-dlya-trubok.html?&primelead=Ny4wNQ>.

15 ООО «Проматех» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о цене на Amercoat 240 – Режим доступа : <https://promateh.ru/materials/item/amercoat240/>.

16 ООО «AtlasCorso» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о цене на передвижной электрический компрессор– Режим доступа : <https://atlas-co.ru/>.

17 ООО «ПРОМОС» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о цене на пескоструйный аппарат – Режим доступа : <http://www.promoskr.ru/catalog/podgotovka-poverhnosti/agregaty-vodopeskostruynye/?gid=24b82982-6922-11d9-905f-000fea384582>.

18 ООО «Номмал» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о цене на устройство нанесения защитных покрытий– Режим доступа : <http://pipeprotection.ru/pipecoater-v-700/>.

19 ООО «Тiu» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о цене на вентилятор шахтный ВМЭ-6 – Режим доступа : <https://minusinsk.tiu.ru/p266000008-ventilyator-shahtnyj-mestnogo.html>.

20 ООО «Hilti» » [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о цене на пылесос – Режим доступа :

[https://www.hilti.ru/c/CLS\\_DUST\\_MGMT\\_VACUUM\\_CLEAN\\_7125/CLS\\_VACUUM\\_CLEANERS\\_ACCESSORIES\\_7125/CLS\\_VACUUM\\_CLEANERS\\_7125/r3769](https://www.hilti.ru/c/CLS_DUST_MGMT_VACUUM_CLEAN_7125/CLS_VACUUM_CLEANERS_ACCESSORIES_7125/CLS_VACUUM_CLEANERS_7125/r3769).

21 ООО «NDT» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о цене на термогигрометр elcometer 319 – Режим доступа : <https://ndtesting.ru/termogigrometr-elcometer-319/>.

22 ООО «СОЮЗ-Прибор» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о цене на газоанализатор ОКА-92МТ – Режим доступа : [https://www.souz-pribor.ru/catalog/teplotech\\_pribor/gazoanalizatory-perenosnye/oka-92mt/](https://www.souz-pribor.ru/catalog/teplotech_pribor/gazoanalizatory-perenosnye/oka-92mt/).

23 ООО «NDT» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о цене на термометр elcometer 210 – Режим доступа : <https://ndtesting.ru/termometr-elcometer-210/>.

24 ООО «Эксперт» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о цене на толщинометры – Режим доступа : <https://www.ntcexpert.ru/vic/mechanicheskie-tolshinometry/1075-constant-a-g>.

25 ООО «NDT» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о цене на толщинометр покрытий 456 – Режим доступа : <https://ndtesting.ru/tolshchinomer-pokrytiy-elcometer-456-fnf-dlya-podklyucheniya-vynosnogo-datchika/>.

26 ООО «Все инструменты» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о цене увеличительное стекло – Режим доступа : <https://www.vseinstrumenti.ru/ofis-idom/hozyaystvennye/lupy/ruchnye/stayer/stayer-lupa-stayer-master.-plastikovyi-korpus.-2-h-6-i-kratnoe-uvelichenie.-diametr-90mm-40530-90/>.

27 ООО «Velotrends Russia» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о цене фонарь ручной – Режим доступа : <https://velotrends-russia.ru/products/fonar-svetodiodnyj-akkumuljatornyj-kupit?ymclid=16245473247903949134600013>.

28 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс] : сайт содержит информацию о ценах на электроэнергию в Красноярске // Росгидромет, 2021 –

Режим доступа : [https://energovopros.ru/spravochnik/elektrosnabzhenie/tarify-na-elektroenergiju/krasnojarskiy\\_kraj/39423/](https://energovopros.ru/spravochnik/elektrosnabzhenie/tarify-na-elektroenergiju/krasnojarskiy_kraj/39423/).

29 ООО «Hh.ru» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о зарплате мастера – Режим доступа : [https://svobodnyj.hh.ru/vacancy/45190462?utm\\_source=jooble.org&utm\\_medium=meta&utm\\_campaign=RU\\_paid\\_cpc\\_applicant\\_feed\\_magic2](https://svobodnyj.hh.ru/vacancy/45190462?utm_source=jooble.org&utm_medium=meta&utm_campaign=RU_paid_cpc_applicant_feed_magic2).

30 ООО «Hh.ru» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о зарплате производителя работ– Режим доступа : <https://svobodnyj.hh.ru/vacancy/43108714>.

31 ООО «Hh.ru» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о зарплате машиниста компрессорной установки/пескоструйщика – Режим доступа : <https://clck.ru/VhjRo>.

32 ООО «SuperJob» [Электронный ресурс] : база данных содержит информацию о зарплате разнорабочего – Режим доступа : <https://clck.ru/VhjSk>.

33 РД 39-132 – 94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов;

34 Безопасность жизнедеятельности: учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016;

35 СНиП 41-01 – 2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование»

36 ГОСТ 32569 – 2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах (с Поправкой). Введ. 01.01.2015. – Москва : Стандартинформ, 2015. – 137 с.

37 СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с Изменением N 1). Введ. 20.05.2011. – Москва : Минрегион России, 2010. – 41 с.

38 ГОСТ 12.1.012 – 2004. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования. Введ 01.07.2008. – Москва : Стандартиформ, 2010. – 20 с.

39 ГОСТ 12.4.011 – 89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. Введ. 01.07.1990. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2004. – 8 с.

40 ГОСТ 12.1.007 – 76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2). Введ. 01.01.1977. – Москва : Стандартиформ, 2007. – 7 с.

41 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Введ. 01.05.2009. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 31 с.

42 ГОСТ 12.1.004 – 91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1). Введ. 01.07.1992. – Москва : Стандартиформ, 2006. – 68 с.

43 Правила устройства электроустановок ПУЭ От 08.07.2002 № 204.

44 Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

45 СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно планировочным и конструктивным решениям»;

46 Инструкция по безопасности работ при эксплуатации трубопроводов на нефтяных и газовых месторождениях НК Роснефть;

47 ГОСТ 12.1.007 – 76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2);

48 ГОСТ 17.5.3.04 – 83 Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель. – Введ. 01.07.1984. – Москва : ИПК Издательство

стандартов, 2002. – 55. 17 СТО 4.2-07 – 2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению и изложению и оформлению документов учебной деятельности. – Введ. 09.01.2014. – Красноярск : ИПК СФУ, 2014. – 60.


Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 /А. Н. Сокольников

« 25 » июня 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов


Методы защиты трубопроводов от механического износа внутренней полости  
взвешенными частицами

Руководитель

 25.06.21

доцент, канд. техн. наук А. Н. Сокольников

Выпускник

 21.06.2021

И. Л. Солдатов

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Методы защиты трубопроводов от механического износа внутренней полости взвешенными частицами»

Консультанты по  
разделам:

Экономическая часть



И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер



О. Н. Петров



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа (ВКР) по теме «Методы защиты трубопроводов от механического износа внутренней полости взвешенными частицами» содержит 70 страниц текстового документа, 5 листов графического материала.

### ВЗВЕШЕННЫЕ ЧАСТИЦЫ, ИЗНОС, ЗАЩИТА, ВНУТРЕННЯЯ ПОЛОСТЬ

Объектом исследования выпускной квалификационной работы являются фильтры и покрытия трубопроводов.

Цель ВКР: провести анализ методов защиты трубопроводов от механического износа внутренней полости и предложить эффективные способы повышения надежности объекта.

Для решения данной цели необходимо решить следующие задачи.

1 Изучить состав объектов и оборудования системы сбора, подготовки и транспортировки скважинной продукции.

2 Рассмотреть методы и оборудование для защиты трубопроводов от механического износа внутренней полости взвешенными частицами.

3 Определить оптимальный вариант применительно к объекту, произвести необходимые расчеты.

4 Рассчитать экономический эффект предлагаемого метода.

В разделе «Безопасность и экологичность» решены вопросы по обеспечению безопасности жизнедеятельности, пожарной и взрывопожарной безопасности, предусмотрены мероприятия по охране труда, а также приведены правила по ликвидации отходов и устранению загрязняющих веществ.

В экономической части работы выполнен расчет основных затрат на работы по нанесению защитных покрытий, расходы на электроэнергию, затраты на амортизацию, статистика затрат на проведение работ по нанесению защитного покрытия.