

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

«23» июня 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Технология сооружения нефтегазосборного трубопровода

Руководитель

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

Выпускник

С.С. Нанзатов

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Технология сооружения нефтегазосборного трубопровода»

Консультанты по  
разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е.В. Мусяченко

Нормоконтролер

О.Н. Петров

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Технология сооружения нефтегазосборного трубопровода» содержит 70 страниц текстового документа, 1 рисунок, 17 таблиц, 42 формулы, 28 использованных источников, 6 листов графического материала.

ТЕХНОЛОГИЯ СООРУЖЕНИЯ, НЕФТЕГАЗОСБОРНЫЙ  
ТРУБОПРОВОД, СЕВЕРО-КАРАМОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ,  
СТРОИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ.

В данной работе рассматривается технология сооружения нефтегазосборного трубопровода.

Технологическая часть дипломного проекта содержит сведения о районе строительства, подготовительных, земляных и сварочных работах, также приводится технологический расчет трубопровода.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» приведен анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов, указаны методы, предоставляющие безопасность технологического процесса для сотрудников, также разобрана экологичность проекта.

В экономической части рассчитаны объемы капитальных вложений и эксплуатационных затрат на сооружение нефтегазосборного трубопровода. Разобраны основные экономические показатели проекта.

## СОДЕРЖАНИЕ

Реферат .....	3
Введение.....	6
Основная часть .....	7
1 Характеристика района .....	7
1.1 Физико-географическая характеристика района .....	7
1.2 Природно-климатическая характеристика.....	9
1.3 Оценка развитости транспортной инфраструктуры.....	12
2 Технологическая часть .....	13
2.1 Промысловый трубопровод.....	14
2.2 Подготовительные работы .....	16
2.3 Основные работы .....	18
2.3.1 Земляные работы.....	18
2.3.2 Работы по рекультивации земель.....	19
2.3.3 Свайные работы .....	20
2.3.4 Изоляционные работы, укладка трубопровода.....	21
2.3.5 Сварочно-монтажные работы .....	23
2.3.6 Переходы через болота.....	24
2.3.7 Переходы промышленного трубопровода через автодороги .....	25
2.4 Заключительные работы.....	26
3 Расчетная часть.....	28
3.1 Проверка трубопровода на прочность, деформацию и общую устойчивость.....	30
4 Безопасность и экологичность.....	42
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ .....	43
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ .....	44

4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	45
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса .....	46
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....	49
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	50
4.7 Экологичность проекта .....	52
5 Экономическая часть .....	53
5.1 Расчет единовременных капитальных затрат на строительство нефтегазосборного трубопровода «Кустовая площадка №52 – кустовая площадка №10». ....	53
5.2 Эксплуатационные расходы на обслуживание нефтегазосборного трубопровода «Кустовая площадка № 52 - Кустовая площадка № 10».....	58
5.3 Основные технико-экономические показатели .....	64
Заключение .....	66
Список сокращений .....	67
Список использованных источников .....	68

## ВВЕДЕНИЕ

Трубопроводный транспорт на сегодняшний день является одним из эффективных средств по надежной и быстрой транспортировке больших объемов углеводородов.

Развитие данного вида транспорта идёт совместно с открытием новых месторождений. Обустройство новых месторождений предполагает строительство нефтегазосборных трубопроводов, предназначенных для транспортировки продукта добычи от скважины до центрального пункта сбора нефти. Поэтому актуальность данной темы не будет утрачена, пока развивается нефтегазовая отрасль.

В данной работе будет рассмотрено Северо-Карамовское месторождение, расположенное в северной части Западно-Сибирской равнины.

Цель работы: разработать технологию сооружения промышленного трубопровода.

Задачи:

- сбор и анализ информации об Северо-Карамовском месторождении;
- рассмотреть этапы строительства промышленного трубопровода;
- произвести технологический расчет трубопровода;
- проанализировать потенциально вредные и опасные производственные факторы;
- рассчитать капитальные вложения и эксплуатационные затраты.

## **ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ**

### **1 Характеристика района**

#### **1.1 Физико-географическая характеристика района**





## **1.2 Природно-климатическая характеристика**





### **1.3 Оценка развитости транспортной инфраструктуры**

## **2 Технологическая часть**

Организация производства работ сводится к пяти группам:

- работа по базовой подготовке к строительству – приготовление площадок для хранения и складирования труб, ГСМ и других материалов; подготовка полевых передвижных жилых городков;

- подготовка трассы трубопровода – строительство подъездных дорог вдоль трассы трубопровода, специальных переездов через преграды; расчистка трассы от леса, планировка полосы строительства, водоотвод;

- подготовительный цикл основных работ – изоляция труб на специальных базах, сварка отдельных труб в разрезе на трубосварочной основе, изготовление (гибка, сварка сегментов, изоляция) изогнутых вставок;

- основные работы – транспортировка секций труб и кривых вставок на трассу, доставка на трассу утяжеляющих грузов, фиксированная сварка секций трубы кнутом или непрерывной резьбой; строительство (установка) переходов через препятствия; рытье траншей, изоляция (стыки труб), укладка и засыпка трубопровода, в том числе укладка мусора на землю или с частичным углублением трубопровода;

- заключительный цикл основных работ – врезка и установка линейной арматуры и укрытий; очистка полости (продувка с помощью прохода поршня продувки, промывка проходом поршней эластичного сепаратора и т. д.) и проверка (гидравлического, пневматического) трубопровода; заполнение трубопровода транспортируемым продуктом; ликвидация вырубок, утилизация [4].

## **2.1 Промысловый трубопровод**

Промысловый трубопровод – это система технологических трубопроводов для транспортирования углеводородов на месторождении.

Промысловые трубопроводы на месторождениях подразделяются на выкидные линии, сборные коллекторы (нефтегазосборные трубопроводы).

Выкидные линии транспортируют нефть и её примеси от скважины до групповой замерной установки.

Сборные коллекторы в свою очередь транспортируют нефть от групповой замерной установки до дожимной насосной станции или до установки подготовки нефти.



## 2.2 Подготовительные работы

Работы по расчистке полосы выполняют только после отвода строительной полосы и получения от заказчика документации на право производства работ.

Рубка леса, корчевка пней на трассе осуществляются специальными колоннами с опережением земляных работ. Лес валят валочно-трелевочной машиной и бензомоторными пилами. Сваленный лес трелюется на свободные места трелевщиками, с последующей вывозкой леса. От леса очищается территория в пределах полосы отвода, пни же корчуются в пределах зоны производства земляных работ.

Специализированная бригада по расчистке строительной полосы от леса включает звенья, выполняющие следующие работы:

- разбивка строительной полосы (засечки на деревьях);
- заготовка небольших лесов и кустарников;
- валка деревьев;
- устройство режущих площадок;
- трелевочное устройство;
- обрубку и уборку сучьев;
- трелевку хлыстов;
- разделку хлыстов;
- складирование древесины;
- пакетирование порубочных остатков на переработку;
- корчевку пней (бульдозерами) и их уборку;
- планировку строительной полосы;
- использование порубочных остатков [5].

Заказчик создает геодезическую разбивочную основу для строительства и не менее чем за 10 дней до начала выполнения строительно-монтажных работ передает поэтапно подрядчику техническую документацию на нее и закрепленные на площадке строительства пункты основы, в том числе:



- знаки разбивочной сети строительной площадки;
- плановые знаки линейных сооружений, определяющие ось, начало, конец трассы, закрепленные на прямых участках не менее чем через 0,5 км и на углах поворота трассы;
- нивелирные реперы вдоль осей инженерных сетей не реже чем через 0,5 км.

В процессе строительства осуществляют геодезический контроль за соответствием положения конструкций и частей сооружений проектным решениям как во время их закрепления и временного размещения, так и после их установки.

Геодезические работы в процессе строительства необходимы, геодезический контроль является обязанностью подрядчика.

Строительство трубопровода рекомендуется вести в зимний период.

Через каждые 500 метров по трассе трубопровода предусматривают площадки для разгрузки плетей и разворота техники.

Трассы трубопроводов проходят по болотам 1, 2, 3 типов. Технология прокладки трубопроводов с бровки траншеи и методом сплава по траншее.

При строительстве с бровки траншеи при неразложившемся торфе как в летний, так и в зимний период сооружают временный технологический проезд лежневого типа. При полностью разложившемся торфе в зимнее время сооружают временный технологический проезд путем промораживания болотного грунта.

Заболоченные участки и болота для ускорения их промерзания расчищают от снега.

При подготовке основания вдоль трассовых проездов на болотах, работы по проминке и промораживанию верхнего слоя торфяного грунта выполняют с наступлением устойчивых заморозков, когда температура воздуха в течении 2 дней и более держится ниже минус 10 °С.

Работы по устройству снежного или снежно-ледового покрытия выполняют после того, как основание дороги промерзнет на глубину, обеспечивающую несущую способность зимней дороги.

Движение автомобилей можно начинать тогда, когда снежное полотно уплотнено и выдержано по времени.

До начала работ по строительству трубопроводов временные дороги должны быть приняты по акту.

## **2.3 Основные работы**

### **2.3.1 Земляные работы**

Проектом предусматривается подземная прокладка трубопровода параллельно рельефу местности. Разработка траншеи предусмотрена одноковшовым экскаватором. Работу производят захватками, величина которых назначается равной сменной производительности изоляционно-укладочной колонны, поэтому экскаватору и бульдозеру выделяется определенный участок-захватка. Закончив одну захватку, машина передвигается на другую.

Земляные работы в полосе, ограниченной расстоянием 2 м в обе стороны от пересекаемого трубопровода производят вручную.

Перед разработкой траншеи воспроизводят разбивку ее оси, а на вертикальных кривых – разбивку глубины через каждые 2 метра геодезическим инструментом.

Грунт, вынутый из траншеи, складывают в отвал с одной стороны траншеи, на безопасном расстоянии от края, оставляя другую сторону для передвижения транспорта.

Засыпку траншеи и рекультивацию земель проводят сразу после укладки и закрепления трубопровода на проектной отметке. При засыпке траншеи мерзлым грунтом трубопровод должен быть предварительно присыпан мягким

привозным или попутным вскрышным разрыхленным грунтом толщиной не менее 20 см.

Контролируют земляные работы бригадиры, мастера, прорабы или специальные контролеры.

Места установки запорной арматуры, контрольно-измерительной аппаратуры засыпать после их установки.

Обратную засыпку траншей осуществляют бульдозером Т-170 и экскаватором РС-220. Лишний минеральный грунт равномерно распределяют по полосе, при этом образуют небольшой валик над трубой.

### **2.3.2 Работы по рекультивации земель**

После окончания процесса освоения (испытания) и демонтажа оборудования проводят работы по восстановлению нарушенного земельного участка. Производятся технический и биологический этапы рекультивации.

Технический этап рекультивации площадок кустов скважин включает в себя следующие работы:

- очистка территории от отходов, строительных отходов, материалов, применяемых в бурении, вывоз отходов на специализированные объекты размещения отходов;
- планировка площадок (засыпка ям, углублений) и откосов;
- укрепление откосов торфо-песчаной смесью (почвосмесью).

Для засыпки амбаров используется грунт, разработанный ранее.

Биологический этап рекультивации – формирование на нарушенных почвах растительного покрова.

### 2.3.3 Свайные работы

Свайные работы предусматриваются при устройстве оснований под линейные задвижки, кабельные эстакады, установки, технологические площадки и т.д.

Опоры под линейные задвижки в наземных узлах трасс запроектированы на высоте 0,5 метра от планировочной отметки земли из металлических свай-труб.

До начала забивки свай, производят разметку свайного поля, уточняют расположение всех подземных коммуникаций, попадающих в зону работ. Погружение металлических свай выполняют свай-копровой установкой СП-49 или вибропогружным оборудованием, навешиваемым на экскаватор. Сваи, забиваются без выемки грунта. Забивку свай в зимнее время в сезонно мерзлый грунт в целях сокращения продолжительности забивки, обеспечения их сохранности и погружения до заданных отметок применяют лидерные скважины. В этих случаях лидерные скважины устраивают обычно на 5 см меньше диагонали поперечного сечения погружаемой сваи на глубину сезонного промерзания [6].

Работы по погружению свай включают следующие технологические операции:

- передвижку экскаватора (сваебойного агрегата) на место погружения свай;
- подачу свай;
- подъем и установку её для погружения;
- собственно погружение свай до проектной отметки или заданного отказа.

В процессе погружения свай особое внимание следует уделять правильному положению свай (сохранению вертикальности или заданного угла наклона).

Отклонение погружений свай в плане не должно превышать 0,2 диаметра свай. Число свай имеющих отклонение от проектного положения не должно превышать 25 % от общего числа свай [7].

Ответственность за производство работ несет руководитель работ.

#### **2.3.4 Изоляционные работы, укладка трубопровода**

Для защиты трубопроводов и футляров от почвенной коррозии проектом принята конструкция изоляционного покрытия усиленного типа.

Труба 159 мм х 6 мм для нефтепровода запроектирована с заводским наружным трехслойным полимерным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена и внутренним двухслойным изоляционным покрытием на основе эпоксидного материала в соответствии с утвержденными техническими требованиями.

Сварные стыки внутри трубопроводов изолируют вставными втулками внутренней защиты сварных швов. Втулка стальная центрирующая изготовлена с внутренним и наружным полимерным покрытием идентичным покрытию труб, резиновыми уплотняющими манжетами, прокладкой асбестовой и уплотнительным кольцом. Количество втулок принимают с 10 % запасом для вырезки контрольных образцов и сварки допускных стыков.

Сварные стыки снаружи трубы в подземной части трубопровода изолируют манжетами термоусаживающимися «ТЕРМА-СТМП». Количество манжет принимают с 5 % запасом.

Соединительные детали запроектированы с заводским внутренним двухслойным изоляционным покрытием на основе эпоксидного материала.

Соединительные детали трубопроводов снаружи, сварные соединения труб с деталями трубопроводов изолируют лентой термоусаживающейся «ТЕРМА-СТМП». Для замыкания в «кольцо» ленты термоусаживающейся предусмотрена лента замок «ТЕРМА-ЛКА».

Перед нанесением тепловой изоляции соединительные детали трубопроводов и сварные соединения труб с деталями трубопроводов изолируют снаружи лентой термоусаживающейся. Для замыкания «в кольцо» ленты термоусаживающейся предусмотрена лента-замок «ТЕРМА-ЛКА».

В качестве покровного слоя теплоизоляции для всех трубопроводов используют сталь тонколистовую оцинкованную толщиной 0,5 мм.

Для крепления теплоизоляционного и покровного слоев применяют шурупы-саморезы.

Технология изоляции сварных стыков включает следующие основные операции:

- очистку изолируемой поверхности;
- сушку и подогрев стыка;
- нанесение грунтовки;
- нанесение покрытия;
- контроль качества покрытия [8].

Очистку изолируемой поверхности сварного стыка производят механизированным способом с помощью пескоструйной установки.

Изоляционные работы производят при температуре, указанной в технических условиях по нанесению изоляционного материала. Сушку и нагрев околошовной зоны производят с помощью индукционных установок или других нагревательных устройств, обеспечивающих сохранность заводского защитного покрытия.

Укладка трубопровода выполняется, только если траншея очищена от снега и льда, то есть на подготовленное дно, которое исключает механические повреждения изоляционного покрытия.

### 2.3.5 Сварочно-монтажные работы

Перед проведением работ по сборке и сварке труб в нитку на трассе выполняют комплекс организационно-технических мероприятий и подготовительных работ:

- аттестацию технологии сварки и сварщиков;
- подготовку монтажной зоны под вывозку секций труб и кривых вставок;
- вывозка секций труб и кривых вставок на монтажную зону и раскладка на лежки согласно проекту;
- размещение в зоне производства работ необходимых машин, механизмов, оборудования и инвентаря;
- установка в зоне производства работ бытового помещения для отдыха рабочих, хранения сварочных материалов, инструмента и инвентаря.

Механизмы, инвентарь, оборудование должны быть в рабочем состоянии:

- стрелы трубоукладчиков должны быть облицованы эластичными накладками;
- грузозахватные приспособления должны быть испытаны;
- лестницы, применяемые сварщиками, должны быть облицованы мягкими прокладками;
- средства измерения должны быть проверены [5].

Все члены бригады должны быть проинструктированы на месте производства работ по технике безопасности.

Сварочные электроды перед их использованием проходят входной контроль.

Перед сборкой труб в нитку производят визуальный осмотр поверхности торцов и прилегающих к ним поверхностей труб. На поверхности труб не допускаются:

- трещины, плены, рванины, закаты любых размеров;
- царапины, риски и задиры глубиной более 0,2 мм;
- перегибы, гофры, вмятины;

- расслоения, выходящие на концы труб.

Сборку секций труб в нитку производят с использованием наружного центризатора на инвентарных опорах с подкладкой под трубу ковриков из дорнита, исключающих повреждение заводского изоляционного покрытия [5].

### **2.3.6 Переходы через болота**

Трасса проектируемого трубопровода проходит по болотам II, III типов.

Способ прокладки трубопровода по болоту принят на основании инженерных изысканий, с учетом экономических показателей. Проектируемый трубопровод предусмотрено проложить подземно непосредственно в торфяном основании с учетом несущей способности торфа. Строительно-монтажные работы на болоте производятся с вдольтрассового проезда. Строительство осуществляется в зимнее время.

Толщина мерзлого слоя, образующегося в естественных условиях, недостаточна для использования его в качестве основания дорог на болотах. Основным мероприятием по ускорению процесса промерзания является расчистка поверхности болота от снега. Также производится намораживание льда поливкой водой. Поверхность льда очищают на ширину намораживания. По краям расположены снежные катки высотой 20-30 см.

С внутренней стороны валиков укладывают столбы для обеспечения прочности замерзающего льда; между валиками перед поливом укладывают слой хвороста.

Намораживание производится поливкой водой с разбрызгиванием водоотливной установкой. Каждый последующий полив производится после того, как предыдущий слой полностью замерзнет.



### 2.3.7 Переходы промышленного трубопровода через автодороги

Участки трубопровода, прокладываемого на переходах через автомобильные дороги всех категорий предусмотрены в защитном футляре (кожухе) из стальных труб, диаметр которых определяется из условия производства работ и конструкции переходов. Конструкция защитных футляров, примененных в работе, соответствует ТПР 01 – 07 «Футляр защитный для нефтепроводов и водоводов  $D_y$  80...1000 мм», разработанного ЗАО «Тюменьнефтегазпроект». Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов трубопроводов через автомобильные дороги IV и V категорий, выводятся на 5 м от бровки земляного полотна.

Переходы через грунтовые и лежневые автодороги предусматривается выполнять открытым способом с устройством объезда. В соответствии с СП 34-116 – 97, РД 39-132 – 94, ГОСТ 55990 – 2014 заглубление промышленного трубопровода, прокладываемого под автодорогами – не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного кожуха.

Герметизация концов защитных футляров выполняется с помощью герметизирующих резиновых манжет. Протаскивание трубопровода в защитном футляре осуществляется с закрепленными опорно-центрирующими спейсерами из полиамида, которые обеспечивают проектное положение трубы относительно защитного футляра.

Применение футеровочных сегментов значительно сокращает трудоемкость работ и обеспечивает длительный срок службы. После завершения строительно-монтажных работ все используемые дороги или пересекаемые участки дорог должны быть восстановлены. В местах пересечения проектируемого трубопровода с автомобильными дорогами устанавливаются дорожные знаки «Остановка запрещена».

## 2.4 Заключительные работы

Перед вводом в эксплуатацию трубопровод должен быть очищен, проверен на прочность и герметичность.

Прочностные испытания трубопровода и испытания на герметичность проводятся после полной готовности участков трубопровода.

После завершения строительно-монтажных работ подрядчик, под наблюдением заказчика и техническим надзором, очищает полость трубопровода, проводит испытания и опорожняет трубопровод от воды, следуя инструкциям ОПИУ и единой последовательности работ:

- повышение давления до  $P$  и выдержка в течение 3 часов;
- испытание на прочность;
- снижение давления до  $P_{\text{раб}}$  и проверка на герметичность в течение времени, необходимого для осмотра трубопровода, с целью обнаружения утечек, но не менее 12 часов;
- опорожнение трубопровода от воды. Перед началом продувки и испытания трубопровода воздухом устанавливают и обозначают знаками безопасности опасные зоны:
  - при очистке полости с обеих сторон трубопровода по 40 метров;
  - при прочищении полости в сторону вылета ерша или поршня 600 метров;
  - при испытании с обеих сторон трубопровода по 100 метров [9].

При гидравлическом испытании и удалении воды из трубопровода устанавливают и обозначают на местности знаками безопасности опасные зоны радиусом 75 метров в обе стороны, а также в направлении отрыва заглушки от торца трубопровода 600 метров.

Испытания трубопровода на прочность и проверку на герметичность проводят после готовности участков трубопровода (заливка, предоставление исполнительной документации на объект испытаний).

Очистка полости трубопровода осуществляется продувкой воздухом без пропуска очистных устройств.

При пневматическом испытании в трубопроводе давление повышают постепенно (не более 0,3 МПа), с осмотром трассы при значении давления, равном 0,3 от испытательного, но не выше 2 МПа. На время осмотра прекращают повышение давления. Дальнейшее повышение давления до испытательного производят без остановок. Под испытательным давлением трубопровод находится для стабилизации давления и температуры в течение 12 часов при открытых кранах байпасных линий и закрытых линейных кранах. Затем давление понижают до рабочего, после чего закрывают перепускные магистральные краны и осматривают трассу, наблюдения и измерения величины давления должны проводиться не менее 12 часов.

Осмотр трассы производят только после снижения испытательного давления до рабочего с целью проверки трубопровода на герметичность.

При заполнении трубопроводов водой для гидравлического испытания из труб полностью удаляют воздух. Воздух удаляется поршнями-разделителями или через воздухопускные клапаны, устанавливаемые в местах возможного скопления воздуха. Закачку воды в трубопровод для испытания осуществляют через фильтры, исключая попадание в полость трубопровода песка, ила, торфа или других посторонних предметов [9].

При подготовке к испытанию каждого участка в соответствии с принятой схемой испытаний выполняют следующие операции:

- сборка и испытание трубопроводов наполнительных и обжимных агрегатов;
- установка узла подключения агрегатов к трубопроводу;
- крепление приборов;
- установка (при необходимости) воздухопускных клапанов.

Схема испытаний предусматривает возможность обхода воды на участках, подлежащих последующим испытаниям.

Трубопроводы считаются выдержавшими испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытаний трубопроводов на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление остается неизменным, и не будут обнаружены утечки. На производство и результаты очистки полости, а также испытания трубопроводов на прочность и проверку их на герметичность необходимо составлять акты.

При температуре окружающей среды ниже 0 °С допускается проведение гидравлических испытаний с использованием нагретой воды или жидкостей с температурой замерзания ниже температуры окружающей среды.

В условиях отрицательных температур проведения гидравлических испытаний водой должна предусматриваться возможность быстрого удаления из трубопровода опрессовочной воды с помощью заранее установленных поршней - разделителей, перемещающихся под давлением воздуха.

Вода для гидравлических испытаний пресная привозная в автоцистернах с ДНС нефтяного месторождения. Способ утилизации – откачка в систему нефтепроводов и далее на УПСВ, где происходит подогрев и разделение нефтяной эмульсии на нефть и воду.

### **3 Расчетная часть**

Гидравлический расчет трубопровода

Исходные данные:

- наружный диаметр  $D_n = 159$  мм;
- толщина стенки  $t = 6$  мм;
- внутренний диаметр  $D_{вн} = 147$ ;
- длина трубопровода  $L = 4879,89$  м;
- часовая пропускная способность  $Q_{ч} = 54,375$  м<sup>3</sup> /ч;
- плотность перекачиваемой нефтегазоводяной смеси  $\rho = 930$  кг/м<sup>3</sup>;
- кинематическая вязкость нефтегазоводяной смеси  $\nu_t = 0,994 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup> /с.;
- сталь 13ХФА;

- рабочее давление 4 МПа.

Секундный расход нефти и ее средняя скорость определяется по следующим формулам:

$$Q = \frac{Q}{3600}, \quad (3.1)$$

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D_{BH}^2}. \quad (3.2)$$

$$Q = \frac{54,375}{3600} = 0,0151 \text{ м}^3/\text{с}.$$

$$v = \frac{4 \cdot 0,0151}{3,14 \cdot 0,147^2} = 0,89 \text{ м/с}.$$

Определим число Рейнольдса с целью определения режима течения нефти и газа и воды:

$$Re = \frac{v \cdot D_{BH}}{\nu_T}, \quad (3.3)$$

где  $v$  – средняя скорость нефти;

$D_{BH}$  – внутренний диаметр трубопровода;

$\nu_T$  – кинематическая вязкость.

$$Re = \frac{0,89 \cdot 0,147}{0,994 \cdot 10^{-4}} = 1316,2.$$

При  $Re < 2320$  режим течения ламинарный, в обратном случае – турбулентный.

В нашем случае, режим течения нефти - ламинарный.

Найдем коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  по формуле Стокса:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}, \quad (3.4)$$

$$\lambda = \frac{64}{1316,2} = 0,049$$

Потери напора на трение в трубопроводе круглого сечения производят с помощью формулы Дарси-Вейсбаха:

$$h = \lambda \frac{L \cdot v^2}{D_{BH} \cdot 2g} \quad (3.5)$$

$$h = 0,049 \cdot \frac{4879,89 \cdot 0,89^2}{0,147 \cdot 2 \cdot 9,81} = 65,7 \text{ м.}$$

Если перевести полученный результат в потери давления, то получим:

$$\Delta p = \rho \cdot g \cdot h = 870 \cdot 9,81 \cdot 65,7 = 5,6 \text{ атм.}$$

### **3.1 Проверка трубопровода на прочность, деформацию и общую устойчивость**

Для строительства нефтегазосборных трубопроводов применяют стальные бесшовные горячекатаные трубы из углеродистых и легированных сталей, также электросварные прямошовные или спиральношовные сварные трубы из низколегированных сталей с высокими механическими свойствами по сравнению с углеродистыми сталями, что снижает толщину стенки.

Примем для сооружения трубопровода (табл. 3.4) трубы из низколегированной стали Челябинского трубного завода, изготавливаемые по ТУ 14-1-5598 – 2011 марки К52 (временное сопротивление на разрыв стали  $\sigma_{вр} = 510$  МПа, коэффициент надёжности по материалу  $k_1 = 1,4$ ).

$n_1$  – коэффициент надёжности по нагрузке  $n_1 = 1,1$ .

$R_1$  – сопротивление металла трубы и сварных соединений, МПа.

Рассчитаем сопротивление металла:

$$R_1 = R_{н1} \cdot \frac{m_0}{k_1 \cdot k_{н1}}, \quad (3.6)$$

где  $R_{н1}$  – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений  $\sigma_{вр}$ ;

$m_0$  – коэффициент условий работы трубопровода ( $m_0 = 0,99$  для трубопроводов III и IV категорий);

$k_1$  – коэффициент надёжности по материалу;

$k_{н1}$  – коэффициент надёжности по назначению трубопровода, зависящий от его диаметра (для  $D_{н1} \leq 1000$  мм).

$$R_1 = 510 \cdot \frac{0,99}{1,4 \cdot 1,1} = 327,9 \text{ МПа.}$$

Внутренний диаметр трубопровода по формуле:

$$D_{вн} = D_{н1} - 2\delta, \quad (3.7)$$

$$D_{вн} = 159 - 2 \cdot 6 = 147 \text{ мм} = 0,147 \text{ м.}$$

Абсолютные значения  $\max (+)$  и  $\max (-)$  температурных перепадов определяются по формулам:

$$\Delta T_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E}, \quad (3.8)$$

$$\Delta T_{(-)} = \frac{R_1 \cdot (1 - \mu)}{\alpha \cdot E}, \quad (3.9)$$

где  $\alpha$  – коэффициент линейного расширения металла трубы,  $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$  град $^{-1}$ ;  
 $E$  – модуль упругости металла (сталь),  $E = 2,06 \cdot 10^5$  МПа;  
 $\mu$  – коэффициент Пуассона,  $\mu = 0,3$ .

$$\Delta T_{(+)} = \frac{0,3 \cdot 327,9}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 39,8 \text{ град};$$

$$\Delta T_{(-)} = \frac{327,9 \cdot (1 - 0,3)}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 92,8 \text{ град.}$$

Принимаем большую из величин  $\Delta T = 92,8$  град.

Вычисляем величину продольных осевых сжимающих напряжений по формуле:

$$\sigma_{\text{пр.н}} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta T + 0,3 \cdot \frac{n_1 \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{\delta}, \quad (3.10)$$

$$\sigma_{\text{пр.н}} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 92,8 + 0,3 \cdot \frac{1,15 \cdot 4 \cdot 0,147}{0,006} = -195,6 \text{ Мпа.}$$

Знак «-» говорит о наличие осевых сжимающих напряжений. Значит нужно вычислить коэффициент  $\psi_1$ , который учитывает двухосное напряженное состояние металла по формуле:



$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{|\sigma_{\text{ПР.Н}}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{\text{ПР.Н}}|}{R_1}, \quad (3.11)$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{|-79,5|}{395,6} \right)^2} - 0,5 \frac{|-79,5|}{395,6} = 0,885$$

Подземные и наземные (в насыпи) трубопроводы проверяют на прочность, деформацию и общую устойчивость и продольном направлении.

Проверку на прочность подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов в продольном направлении производят по условию:

$$|\sigma_{\text{ПР.Н}}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (3.12)$$

где  $\sigma_{\text{ПР.Н}}$  – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа;

$\psi_2$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ( $\sigma_{\text{ПР.Н}} > 0$ ) принимаемый равным единице, при сжимающих ( $\sigma_{\text{ПР.Н}} < 0$ ) – определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{\sigma_{\text{КЦ}}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{КЦ}}}{R_1}, \quad (3.13)$$

где  $\sigma_{\text{КЦ}}$  – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа:

$$\sigma_{\text{КЦ}} = n_1 \cdot \sigma_{\text{КЦ}}^H, \quad (3.14)$$

где  $\sigma_{\text{КЦ}}^H$  – кольцевые напряжения от рабочего давления, МПа:

$$\sigma_{\text{кц}}^H = \frac{p \cdot D_{BH}}{2\delta}, \quad (3.15)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^H = \frac{4 \cdot 0,147}{2 \cdot 0,006} = 49 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{\text{кц}} = 1,15 \cdot 49 = 56,35 \text{ МПа.}$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{56,35}{327,9}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{56,35}{327,9} = 0,9$$

Выполним проверку трубопровода на прочность по условию 19:

$$|-195,6| \leq 0,9 \cdot 327,9 \leq 295,11.$$

Условие выполняется.

Проверку на отсутствие недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов производят по условиям:

$$|\sigma_{\text{пп}}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} R_2^H, \quad (3.16)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^H \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} R_2^H, \quad (3.17)$$

где  $\sigma_{\text{пп}}^H$  – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа:

$$\sigma_{\text{ИП}}^{\text{H}} = \mu \cdot \sigma_{\text{КЦ}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta T - \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot R_{\text{MIN}}}, \quad (3.18)$$

где  $R_{\text{MIN}}$  – минимально допустимый радиус упругого изгиба трубопровода определяется из условий прочности поперечных сварных швов и упругой работы металла труб по формуле, м:

$$R_{\text{MIN}} \geq \frac{0,5 \cdot E \cdot D_{\text{H}}}{\psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} R_2^{\text{H}} - |\mu \cdot \sigma_{\text{КЦ}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta T|}, \quad (3.19)$$

$\psi_3$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ( $\sigma_{\text{ИП}}^{\text{H}} \geq 0$ ) принимается равным единице, а при сжимающих ( $\sigma_{\text{ИП}}^{\text{H}} \leq 0$ ) определяется по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{\sigma_{\text{КЦ}}^{\text{H}}}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{КЦ}}^{\text{H}}}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}}, \quad (3.20)$$

где  $R_2^{\text{H}}$  – нормативное сопротивление, которое равно пределу текучести  $\sigma_{\text{T}}$ , для нашей марки стали принимаем  $R_2^{\text{H}} = 461$  МПа.

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{49}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 461} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{49}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 461} = 0,94$$

$$R_{\text{MIN}} \geq \frac{0,5 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,159}{0,94 \cdot \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 461 - |0,3 \cdot 49 - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 92,8|} = 74,9 \text{ М.}$$

$$\sigma_{\text{HP}}^{\text{H}} = 0,3 \cdot 49 - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 92,8 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,159}{2 \cdot 74,9} = -433,3 \text{ МПа.}$$

Произведем проверку трубопровода на отсутствие недопустимых пластических деформаций по условиям 22 и 23:

$$|-433,3| \leq 0,94 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1} \cdot 461,$$

$$49 \leq \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 461 \leq 461.$$

Так как неравенства выполняются, делаем вывод о том, что недопустимые пластические деформации трубопровода отсутствуют.

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы производят по неравенству:

$$S \leq \frac{m_0}{1,1} \cdot N_{KP}, \quad (3.21)$$

Рассчитаем площадь поперечного сечения металла трубы и осевой момент инерции:

$$F = \frac{\pi}{4} (D_H^2 - D_{BH}^2), \quad (3.22)$$

$$I = \frac{\pi}{64} (D_H^4 - D_{BH}^4), \quad (3.23)$$

$$F = \frac{3,14}{4}(0,159^2 - 0,147^2) = 0,0029 \text{ м}^2,$$

$$I = \frac{3,14}{64}(0,159^4 - 0,147^4) = 0,00018 \text{ м}^4.$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_M = n_{CB} \gamma_M \frac{\pi}{4} (D_H^2 - D_{BH}^2), \quad (3.24)$$

$$q_M = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,159^2 - 0,147^2) = 215,07 \text{ Н/м}.$$

где  $n_{CB}$  – коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса (при расчете на продольную устойчивость  $n_{CB}=0,95$ );

$\gamma_M$  – удельный вес металла для стали  $\gamma_M=78500 \text{ Н/м}^3$ .

Нагрузку от собственного веса 10% от  $q_M$ , т.е.  $q_H = 21,51 \text{ Н/м}$ .

$$q_H = \rho_T g \frac{\pi D_{BH}^2}{4}, \quad (3.25)$$

$$q_H = 930 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,147^2}{4} = 154,84 \text{ Н/м}.$$

То есть нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым нефтепродуктом.

$$q_{TP} = q_M + q_H + q_H, \quad (3.26)$$

$$q_{TP} = 215,07 + 21,51 + 154,84 = 391,42 \text{ Н/м}.$$

Трубопровод уложен в глину. Для суглинков коэффициент сцепления грунта  $C_{zp} = 26$  кПа, угол внутреннего трения грунта  $\phi_{zp} = 16$  град., удельный вес грунта  $\gamma_{zp} = 16,8$  кН/м<sup>3</sup> (табл. 3.5).

Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом:

$$P_{zp} = \frac{2n_{zp}\gamma_{zp}D_H \left[ \left( h_0 + \frac{D_H}{8} \right) + \left( h_0 + \frac{D_H}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\phi_{zp}}{2} \right) \right] + q_{mp}}{\pi D_H}, \quad (3.27)$$

где  $n_{zp}$  – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта,  $n_{zp} = 0,8$ ;

$h_0$  – высота слоя засыпки,  $h_0 = 0,8$ .

$$P_{zp} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 16800 \cdot 0,159 \left[ \left( 0,8 + \frac{0,159}{8} \right) + \left( 0,8 + \frac{0,159}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{16}{2} \right) \right] + 391,42}{3,14 \cdot 0,159} = 12392.$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины:

$$P_0 = \pi D_H (C_{zp} + P_{zp} \operatorname{tg} \phi_{zp}), \quad (3.28)$$

$$P_0 = 3,14 \cdot 0,159 (26000 + 12392 \cdot \operatorname{tg} 16^\circ) = 14762,3 \text{ Па.}$$

Сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины:

$$q_{верт} = n_{zp} \cdot \gamma_{zp} \cdot D_H \left( h_0 + \frac{D_H}{2} - \frac{\pi D_H}{8} \right) + q_{mp}, \quad (3.29)$$

$$q_{верт} = 0,8 \cdot 16800 \cdot 0,159 \left( 1 + \frac{0,159}{2} - \frac{3,14 \cdot 0,159}{8} \right) + 391,42 = 2564,8 \text{ Н/м.}$$

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков в случае пластической связи трубы с грунтом находим:

$$N_{кр}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 q_{верт}^4 F^2 E^5 I^3}, \quad (3.30)$$

$$N_{кр}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{14762,3^2 \cdot 2564,8^4 \cdot 0,0029^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot 0,00018^3} = 1,86 \cdot 10^6, \text{ Н.}$$

Следовательно:

$$\frac{m}{1,1} N_{кр}^{(1)} = \frac{0,99}{1,1} \cdot 1,86 \cdot 10^6 = 1,674 \cdot 10^6 \text{ Н} = 1,674 \text{ МН.}$$

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков в случае упругой связи с грунтом:

$$N_{кр}^{(2)} = 2 \sqrt{k_0 D_H EI}, \quad (3.31)$$

где  $k_0$  – коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии,  $k_0 = 10$ .

$$N_{кр}^{(2)} = 2 \sqrt{10 \cdot 0,159 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,00018} = 15,35 \text{ МН.}$$

Следовательно:

$$\frac{m_0}{1,1} N_{кр}^{(2)} = \frac{0,99}{1,1} \cdot 15,35 = 13,815 \text{ МН.}$$

Фактическое же эквивалентное продольное усилие в сечении трубы:

$$S = F_T \left[ (0,5 - \mu) \sigma_{кц}^H + \alpha E \Delta t \right], \quad (3.32)$$

$$S = 0,0029 \left[ (0,5 - 0,3) \cdot 49 + 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 92,8 \right] = 0,69 \text{ МН}.$$

Так как по условию 26,  $S = 0,69 \text{ МН} < \frac{m_0}{1,1} N_{кр}^{(1)} = 1,674 \text{ МН}$  и  $S = 0,69 \text{ МН} <$

$\frac{m_0}{1,1} N_{кр}^{(2)} = 13,815 \text{ МН}$ , то общая устойчивость прямолинейных участков трубопровода обеспечена.

Проверим общую устойчивость криволинейных участков трубопроводов, выполненных с упругим изгибом.

Определим параметры  $\theta_\beta$  и  $z_\beta$  по формулам:

$$\theta_\beta = \frac{1}{R_{MIN} \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{EI}}}, \quad (3.33)$$

$$z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{P_0 F}{q_{верт} \cdot I}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot I}}}, \quad (3.34)$$

$$\theta_\beta = \frac{1}{74,9 \cdot \sqrt[3]{\frac{2564,8}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,00018}}} = 0,32.$$

$$z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{14764,3 \cdot 0,0029}{2564,8 \cdot 0,00018}}}{\sqrt[3]{\frac{2564,8}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,00018}}} = 234,6.$$



По графику видим, что  $\beta_N = 5$ . Вычисляем критическое усилие для криволинейных участков трубопровода:

$$N_{кр}^{(3)} = \beta_H \sqrt[3]{q_{верт}^2 EI}, \quad (3.35)$$

$$N_{кр}^{(4)} = 0,375 q_{верт} R_p, \quad (3.36)$$

$$N_{кр}^{(3)} = 5 \sqrt[3]{2564,8^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,00018} = 0,312 \cdot 10^6 \text{ Н.}$$

$$N_{кр}^{(4)} = 0,375 \cdot 2564,8 \cdot 74,9 = 72038,8 \text{ Н.}$$

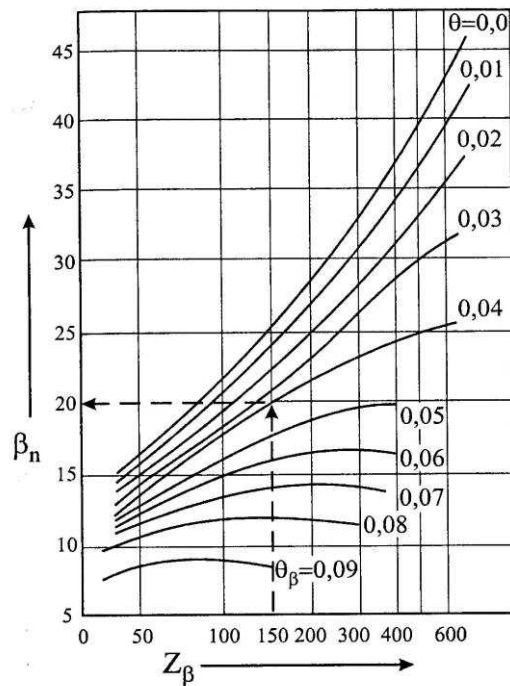


Рисунок 3.1 – Номограмма для определения коэффициента  $\beta_N$

Из двух найденных значений выбираем меньшее. Для него:

$$\frac{m_0}{1,1} N_{кр}^{(4)} = \frac{0,99}{1,1} \cdot 72038,8 = 64834,92 \text{ Н.}$$

Так как,  $\frac{m_0}{1,1} N_{кр}^{(4)} = 64457 \text{ Н} < S = 0,69 \text{ МН}$  то условие устойчивости криволинейных участков не выполняется, поэтому необходимо увеличить допустимый радиус упругого изгиба трубопровода.

$$N_{кр}^{(4)} = 0,375 \cdot 2564,8 \cdot 718 = 690572,4 .$$

Отсюда делаем вывод, что радиус упругого изгиба трубопровода должен быть не менее  $R_{\min} = 718$ , чтобы выполнилось условие устойчивости криволинейных участков.

#### **4 Безопасность и экологичность**

Нефтегазовая отрасль является одной из самых опасных отраслей в мире для окружающей среды и для человека. Трубопроводный транспорт эффективным по сравнению с другими видами транспорта и в тоже время не самым безопасным. Так, например, в России ежегодно происходят десятки крупный аварий на магистральных трубопроводах, а мелких в разы больше, что приводит к колоссальным ущербам окружающей среды.

Главная цель в производственной безопасности – это стремление к минимизации любых аварий на производстве, приводящий к ущербу персонала, окружающей среды и производственной технике. Поэтому компании, которые занимаются эксплуатацией и разработкой месторождения нацелены обезопасить своё производство, чтоб не допустить гибели людей и чрезвычайных ситуаций.

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

Рабочее место линейного трубопроводчика это – магистральный, внутрипромысловых нефте-, газопровод, кустовая площадка, узлы установки датчиков контроля коррозии, узлы запорной арматуры, узлы камер запуска и камер приема средств очистки и диагностики.

При обслуживании линейной части нефтепровода трубопроводчик может быть подвержен воздействию следующих опасных и вредных факторов:

- повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов (ожоги);
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны (обморожение, солнечные и тепловые удары);
- повышенный уровень напряжения в электрической цепи;
- повышенный уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах;
- взрывоопасность;
- токсичное воздействие на организм человека (токсичные пары и газы)

Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2% к начисленной оплате труда [12].

Самые распространенные аварии и чрезвычайные ситуации – это взрывы, пожары, токсические выбросы, различные утечки через свищи, разрывы, трещины. Также наиболее распространенные причины аварийных ситуаций – это наружная и внутренняя коррозия, механические повреждения, брак сварки, производственный дефект труб.

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

Северо-Карамовское месторождение в административном отношении расположен в 20 километрах к югу от районного центра города Тарко-Сале в Ямало-Ненецком автономном округе. Месторождение входит в северную часть Западно-Сибирской равнины.

Климат района характеризуется суровой, продолжительной зимой, теплым летом, ранними заморозками осенью, резким колебанием температур. Среднегодовая температура воздуха по данным метеостанции Кочевые составляет минус 4,4 °С. Самым холодным месяцем в году являются январь с температурой минус 24,8 °С. В течение всех зимних месяцев (декабрь-февраль), средняя суточная температура бывает ниже минус 19 °С. Самым теплым месяцем является июль с температурой 16,9 °С.

Рассматриваемый район относится к зоне достаточного увлажнения. Основную долю атмосферного увлажнения составляют осадки теплого периода. В годовом ходе количество летних осадков значительно преобладает над зимними. Исследуемая местность испытывает антропогенную нагрузку, вызванную функционированием технических объектов нефтедобывающей и транспортной инфраструктуры.

Работа персонала на месторождении предполагает собой работу на открытом воздухе (на трассе трубопровода и кустовых площадках), а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте.

Внутрипромысловые трубопроводы в местах пересечения с транспортными магистралями, переходами должны иметь знаки предупреждения об опасности и дополнительную защиту, обеспечивающую их безопасную эксплуатацию.

### 4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме на месторождении [14].

Порядок передвижения по территории объекта работников и всех видов транспорта утверждается начальниками цеха эксплуатации и ремонта трубопровода (ЦЭРТ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Параметры микроклимата производственных помещений представлены в таблице 4.1 [4.2].

Таблица 4.1 – Параметры микроклимата на рабочих местах

Период года	Категория работ (по уровню энергозатрат, Вт)	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Скорость движения воздуха, м/с, не более	
		ниже оптимальных значений	выше оптимальных значений		для диапазона температур воздуха ниже оптимальных значений	для диапазона температур воздуха выше оптимальных значений
Холодный	III (более 290)	13-15,9	18,1-21	12-22	0,2	0,4
Теплый	III (более 290)	15-17,9	20-26	14-27	0,2	0,5

Освещение производственных помещений преимущественно искусственное, применяются лампы дневного света. Деятельность в таких помещениях относится к работам средней точности. Уровни освещенности производственных помещений представлены в таблице 4.2 [21].

Таблица 4.2 – Минимально допустимые уровни освещенности

Характеристика зрительной работы	Наименьший размер объекта различения, мм <sup>3</sup>	Разряд и подразряд зрительной работы	Продолжительность зрительной работы, %	Освещение рабочей поверхности, лк
Средней точности	Более 0,5	В 1 2	70	150

Для защиты органов слуха все работники обеспечиваются противошумными наушниками. Для защиты от производственных вибраций работникам выдаются рукавицы и сапоги с виброгасящей прокладкой.

Помещение для кратковременного отдыха работников должно иметь площадь из расчета 0,2 м<sup>2</sup> на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м<sup>2</sup>.

Каждый трубопроводчик линейный должен иметь средства индивидуальной защиты: спецодежда по сезонам, спецобувь, каска, перчатки, защитные очки. При выполнении газоопасных работ рабочие должны обеспечиваться средствами защиты органов дыхания [17].

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками [18].

#### 4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При транспортировке нефти, при бурении скважин выделяются различные газы, которые имеют опасность для человека. Тяжесть и глубина их действия на организм человека зависит от вида веществ и их физико-химических свойств. Перечень и ПДК вредных веществ, образующихся в воздухе рабочей зоны, представлены в таблице 4.3 [19].

Таблица 4.3 – ПДК вредных веществ

Вещества	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Химический состав	Действие на организм
Диоксид серы	6	I	SO <sub>2</sub>	Фиброгенное действие
Диоксид азота	2	III	NO <sub>2</sub>	Удушение, раздражение
Нефть	10	III		Экземы и дерматиты
Пыль	3	III	Гранит, шамот, слюда-сырец углеродная пыль и др	Фиброгенное действие
Окись углерода	20	IV	CO	Удушение
Пары нефти	300	IV	Углерод, водород, сера, кислород, азот и прочее	Наркотическое удушение

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ. [18]

Обслуживающий персонал должен производить контроль воздушной среды переносными газоанализаторами:

- в местах постоянного нахождения обслуживающего персонала, там, где нет необходимости установки стационарных газосигнализаторов – не реже двух раз за смену;

- в местах, обслуживаемых периодически, – перед началом работ и в процессе работы;

- в резервуарном парке, в центре каждого каре резервуаров, а также вокруг обваловки на расстоянии 5...10 м от него на осевых линиях резервуара с подветренной стороны – не реже одного раза за смену;

- при аварийных работах в загазованной зоне – не реже одного раза в 30 мин [18].

На объектах промыслового нефтепровода есть дозирования реагентов и АГЗУ, которые потребляют значительное количество энергии и являются энергоемкими объектами, поэтому возникает опасность поражения электрическим током напряжением до нескольких сотен вольт, а также возникновения пожара и/или взрыва. Эти события могут произойти по следующим причинам: случайное прикосновение к токоведущим элементам; ошибочные действия персонала; нарушение изоляции проводов; авария.

Одним из необходимых условий безопасности является заземление оборудования, являющееся средством защиты персонала в помещении от возникновения искры и от напряжения, появление которого возможно на металлических частях оборудования. Одиночно установленное оборудование должно иметь самостоятельные заземлители или присоединяться к общей заземляющей магистрали установки при помощи отдельного заземляющего провода. Запрещается последовательное включение в заземляющую шину нескольких заземляемых объектов.

Для исключения возможности образования электрической цепи через тело человека, выполняются требования электробезопасности [21].

Для безопасной и бесперебойной работы заземляющего устройства необходима его своевременная проверка и контроль сопротивления [22].

Для выполнения замеров применяются специальные виды приборов: МС-08; М-416 на полупроводниках и питанием от батареи; тестер СА-6415, оснащенный токовыми клещами [23].

Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов осуществляется в соответствии с нормативными требованиями [24].



## 4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Производственные помещения на нефтеперекачивающей станции относятся к категории «Б» – взрывопожароопасные и к категории «А» – обладающие повышенной взрывопожароопасностью [26].

Наиболее вероятные причины возникновения пожаров являются:

- коррозионные повреждения, утечки нефти и газа;
- дефекты труб и сварных швов;
- нарушение правил эксплуатации;
- несоблюдение правил пожарной безопасности;
- курение в неположенном месте;
- внешние воздействия и др.

Электрооборудование (машины, аппараты, устройства), контрольно-измерительные приборы, средства блокировки, обработки и автоматизации, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов 0, 1 и 2, должны быть во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты, отвечающий требованиям, предъявляемым ПУЭ, вид взрывозащиты – категории и группе взрывоопасной смеси [18].

Для обеспечения безопасности рабочих на каждом узле месторождения должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный 5 л – 8 шт.;
- ящик с песком,  $V = 1 \text{ м}^3$  – 2 шт.;
- лопаты (совковая и штыковая) – 2 шт.;
- лом – 2 шт.;
- топор – 2 шт.;
- багор – 2 шт.;
- противопожарное полотно – 1 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт.

В таблице 4 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ [18].

Таблица 4.4 – 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

#### 4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

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

Основной объём работ ведется на площадках камер запуска и камер приёма средств очистки и диагностики, расположенных на территории всего месторождения. Площадки относятся к 3 классу опасности [21].

Эксплуатация трубопроводов производится круглосуточно, круглогодично.

Общая численность работников цеха по эксплуатации и ремонту трубопроводов составляет 50 человек. Численность дневной и ночной смены составляет 25 человек. При выполнении работ на площадках камер запуска и приёма СОД численность работников составляет 4...7 человек.

При эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.5 [20].

Таблица 4.5 — Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с возможностью нанесения значительного ущерба инфраструктуре
Разливы нефти	Разливы нефти потенциально могут привести к экологическим катастрофам и нанесению значительного вреда окружающей среде и биосфере
Отказ трубопровода подачи хим. реагента	- выброс газа и разлив нефти в окружающую среду - розлив химреагента на территорию кустовой площадки; - загазованность территории - отравление газом, отравление парами химреагента, облив хим. реагентом, нефтью
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	- розлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив химреагентом
Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - розлив химреагента
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	- выброс газа и розлив нефти в окружающую среду - загазованность территории - отравление газом, облив нефтью

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 имеются склады горюче-смазочных легковоспламеняющихся материалов.

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

#### **4.7 Экологичность проекта**

При эксплуатации трубопровода на Северо-Карамовском месторождении необходимо предусмотреть следующие меры защиты атмосферного воздуха:

- испытания трубопроводов на прочность и герметичность;
- 100 % контроль сварных швов трубных соединений;
- использование герметичной системы рекуперации углеводородов;
- оснащение всех аппаратов и сосудов, работающих под давлением, предохранительными клапанами с привязкой к факельной системе.

Основными мероприятиями по защите почв являются:

- прокладка дорог к буровым установкам, скважинам и другим объектам с учетом минимального разрушающего воздействия на грунт;
- устройство нефтеуловителей, дренаж в низинах;
- строительство систем хранения буровых отходов;
- устройство закрытых помещений для хранения химических веществ;
- сбор, перекачка плавучих нефтепродуктов из шламового амбара и нефтеуловителей для их последующей утилизации;
- нейтрализация отходов бурения твердением;
- после завершения работ ведутся работы по восстановлению нарушенных земель.

Экологические меры по охране поверхностных водотоков и подземных вод включают в себя:

- полная герметизация системы сбора и транспортировки нефти и газа, обрушение скважин;
- систематический контроль (2 раза в день) за состоянием технологического оборудования;
- оборудование устьевых площадок скважин для сбора ливневых и производственных стоков, ежеквартальный мониторинг качества воды.

## **5 Экономическая часть**

В экономической части дипломного проекта необходимо рассчитать единовременные и эксплуатационные затраты на строительство нефтегазосборного трубопровода «Кустовая площадка №52 – кустовая площадка №10» на Северо-Карамовском месторождении.

### **5.1 Расчет единовременных капитальных затрат на строительство нефтегазосборного трубопровода «Кустовая площадка №52 – кустовая площадка №10».**

Единовременные капитальные вложения включают в себя расходы на строительство нефтегазосборного трубопровода (заработная плата основных рабочих: сварщик, машинист трактора, машинист бульдозера, машинист трубоукладчика, корчевателя, водитель, машинист экскаватора, инженерно-технический работник, слесарь-ремонтник, слесарь монтажник, стропальщик, аренда техники, закупка труб, закупка основного оборудования.)

Объемы инвестиций в транспорт нефти с месторождения включают в себя затраты на строительство нефтегазосборного трубопровода и установки подготовки нефти.

Нефтегазосборный трубопровод «Кустовая площадка № 52 - Кустовая площадка № 10» диаметром 159 мм, с толщиной стенки 6 мм, имеет длину 4,879 км. Для нефтегазосборного трубопровода предусмотрено использование

стальных горячедеформированных труб, повышенной коррозионной стойкости, изготавливаемые по ГОСТ 8732 – 78, класса прочности К52. Один метр трубы имеет вес 52,28 кг, следовательно, на весь нефтепровод нам понадобится 255,1 тысяч тонн. Цена на такие трубы взята с электронного источника <http://www.trub-prom.com./truby-klass-prochnosti-k52-st-13hfa/truba-159h6-stal-13hfa-gost-8732-78>.

Стоимость линейной части нефтепровода приведена в таблице 5.1

Таблица 5.1– Стоимость труб Челябинского трубопрокатного завода

Марка стали	Поставщик	Масса труб, тыс.тонн	Цена 1 т трубы, с НДС, руб	Стоимость с НДС, млн.руб.	Стоимость без НДС млн. руб.
13 ХФА	ООО «Трубпром»	255,1	59000	15,051	12,5125

К оборудованию нефтегазосборного трубопровода можно отнести:

- насосные агрегаты;
- камера СОД;
- устройство предварительного отбора газа;
- трехфазный сепаратор ТФС;
- концевая сепарационная установка КСУ.

Цены на технологическое оборудование установки подготовки нефти взяты с электронных источников: [http://armatek.ru/about/truboprovodnaya\\_armatura/truboprovodnaya\\_armatura\\_s\\_elektroprivodom/](http://armatek.ru/about/truboprovodnaya_armatura/truboprovodnaya_armatura_s_elektroprivodom/) (по звонку телефона), <http://roskom-tm.ru/trehfaznieseparator.php> (по звонку телефона), <http://armtorg.ru/>, <https://xn--cladscgddbcky1b.xn--p1ai/p171910257-nasos-sektsionnyj-tsns.html>.

Состав и стоимость основного оборудования УПН приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Состав основного оборудования

№ п/п	Наименование	Кол-во	Цена без НДС, тыс. руб.	Стоимость без НДС, тыс. руб.
1.	Центробежный секционный насос ЦНС 300-300	4	628,83	2515,32
2.	Узлы запорной арматуры с электроприводом	8	9654,38	77235
3.	Камера СОД	2	1947,5	3895
4.	Трехфазный сепаратор	2	2500	5000
5.	Концевая сепарационная установка КСУ	3	423,7	1271,1
Итого:				89916,42

Таблица 5.3 – Численность персонала и ФОТ, занимающегося строительством нефтегазосборного трубопровода.

Должность	Ко-во	Оклад, руб.	Районный коэффициент 50% от оклада, руб. ЯНАО, пуровский район	Северная надбавка 80% от оклада, руб.	Итого за вахту на одного работника, руб.	Итого за вахту, руб.
Машинист экскаватора	3	40000	20000	32000	92000	276000
Водитель	4	35000	17500	28000	80500	322000
Машинист трубоукладчика	5	70000	35000	56000	161000	805000
Машинист бульдозера	3	32000	16000	25600	73600	220800
Машинист трактора	4	65000	32500	52000	149500	598000
Стропальщик	6	35000	17500	28000	80500	483000
Инженерно-технический работник	4	80000	40000	64000	184000	736000

### Окончание таблицы 5.3

Должность	Ко-во	Оклад, руб.	Районный коэффициент 50% от оклада, руб. ЯНАО, пуровский район	Северная надбавка 80% от оклада, руб.	Итого за вахту на одного работника, руб.	Итого за вахту, руб.
Сварщик	4	90000	45000	72000	207000	828000
Итого:	33	х				4268800

Таблица 5.4 – Источники заработной платы

Должность	Источник ЗП
Машинист экскаватора	<a href="https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/36998915?query=машинист%20экскаватора">https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/36998915?query=машинист%20экскаватора</a>
Водитель	<a href="https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37381117?query=Водитель%20категории%20с">https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37381117?query=Водитель%20категории%20с</a>
Машинист трубоукладчика	<a href="https://www.trud.com/search/item/item_id/1883895452/site_id/415/show/job/query/Машинист+трубоукладчика/region/krasnoyarsk/category/78011.html">https://www.trud.com/search/item/item_id/1883895452/site_id/415/show/job/query/Машинист+трубоукладчика/region/krasnoyarsk/category/78011.html</a>
Машинист бульдозера	<a href="https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37525422?query=машинист%20бульдозера">https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37525422?query=машинист%20бульдозера</a>
Машинист трактора	<a href="https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/36744606?query=тракторист">https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/36744606?query=тракторист</a>
Стропальщик	<a href="https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37018097?query=стропальщик">https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37018097?query=стропальщик</a>
Инженерно-технический работник	<a href="https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/36918219">https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/36918219</a>
Сварщик	<a href="https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37534990?query=сварщик">https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37534990?query=сварщик</a>

Стоимость аренды техники определяется на основе количества, цены и продолжительности срока аренды. Продолжительность реконструкции будет составлять 30 дней (300 часов).



Таблица 5.5 – Аренда техники для строительства трубопровода

Наименование	Кол-во	Цена за час, руб.	Полная ст-ть аренды, руб.	Источник цен
Экскаватор одноковшовый на гусеничном ходу	1	1900	570000	<a href="https://sv-stall.ru/arenda-ekscavatorov-v-krasnoyarske">https://sv-stall.ru/arenda-ekscavatorov-v-krasnoyarske</a>
Трубоукладчик	4	2200	2640000	<a href="https://krasnoyarsk.pulscen.ru/products/uslugi-truboukladchika-20-t-na-baze-traktora-t-130-126040541">https://krasnoyarsk.pulscen.ru/products/uslugi-truboukladchika-20-t-na-baze-traktora-t-130-126040541</a>
Бульдозер	1	1500	450000	<a href="https://krasnoyarsk.pulscen.ru/products/arenda-buldozera-chtz-uraltrak-t-170-156823745">https://krasnoyarsk.pulscen.ru/products/arenda-buldozera-chtz-uraltrak-t-170-156823745</a>
Трактор	1	1600	480000	<a href="https://nsk.pulscen.ru/products/arenda-traktora-38939460">https://nsk.pulscen.ru/products/arenda-traktora-38939460</a>
Автокран	1	1500	450000	<a href="https://krasnoyarsk.pulscen.ru/products/kran-25tonn-na-baze-urala-55894819">https://krasnoyarsk.pulscen.ru/products/kran-25tonn-na-baze-urala-55894819</a>
Автомобиль бортовой	1	900	270000	<a href="https://krasnoyarsk.pulscen.ru/products/arenda-vakhtovogo-avtobusa-20m-nef-az-152241713">https://krasnoyarsk.pulscen.ru/products/arenda-vakhtovogo-avtobusa-20m-nef-az-152241713</a>
Автосамосвал	3	1250	1125000	<a href="https://krasnoyarsk.pulscen.ru/products/arenda-samosvala-8-t-6-m3-kamaz-1-53578997">https://krasnoyarsk.pulscen.ru/products/arenda-samosvala-8-t-6-m3-kamaz-1-53578997</a>
Итого:	12	10850	5985000	х

Единовременные вложения:

- аренда техники;
- заработная плата персоналу (ФОТ), кто непосредственно будет сооружать трубопровод;

Приобретение основного оборудования для эксплуатации трубопровода;

- приобретение труб для строительства трубопровода.

Сведем все единовременные затраты на строительство нефтегазосборного трубопровода «Кустовая площадка № 52 – Кустовая площадка № 10» в таблицу 5.6.

Таблица 5.6 – Единовременные капитальные вложения в строительство межпромыслового нефтепровода

№ п/п	Наименование вложений	Сумма, млн.руб.
1	Приобретение труб	15,015
2	Аренда техники	5,985
3	Приобретение основного оборудования с НДС	107,899
4	Фонд оплаты труда	4,2688
5	Страховые взносы (30% от ФОТ)	1,2806
6	Выплаты за производственный травматизм и профессиональный риск (0,6% от ФОТ)	0,256
Итого		134,705

Таким образом, на строительство нефтегазосборного трубопровода длиной 4,879 км и УПН необходимо 134,705 млн. руб. Финансирование проекта будет осуществляться за счет собственных средств акционеров.

## **5.2 Эксплуатационные расходы на обслуживание нефтегазосборного трубопровода «Кустовая площадка № 52 - Кустовая площадка № 10»**

Расчеты эксплуатационных затрат на обслуживание трубопровода выполнены по технологическим и стоимостным показателям с учетом всех отчислений налогов и сборов в бюджеты различных уровней, отнесение которых на себестоимость предусмотрено соответствующими Законами и Постановлениями Правительства России.

Расходы (таблица 5.7), которые образуют себестоимость добычи нефти и газа, сгруппированы в соответствии с их экономическим содержанием последующим элементам: затраты на оплату труда, материальные затраты, социальные выплаты, амортизация основных фондов, прочие затраты.

Годовой фонд оплаты труда определен с использованием фактических данных на сайте hh.ru о среднемесячной заработной плате обслуживающего персонала и приведен в таблице 5.8.

Таблица 5.7– Источники заработной платы.

Должность	Источник ЗП
Трубопроводчик линейный	<a href="https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37472538?query=%D0%9B%D0%B8%D0%BD%D0%B5%D0%B9%D0%BD%D1%8B%D0%B9%20%D1%82%D1%80%D1%83%D0%B1%D0%BE%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B4%D1%87%D0%B8%D0%B">https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37472538?query=%D0%9B%D0%B8%D0%BD%D0%B5%D0%B9%D0%BD%D1%8B%D0%B9%20%D1%82%D1%80%D1%83%D0%B1%D0%BE%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B4%D1%87%D0%B8%D0%B</a>
Слесарь – электромонтажник	<a href="https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/36932410?query=%D0%A1%D0%BB%D0%B5%D1%81%D0%B0%D1%80%D1%8C%20%D1%8D%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%D0%BC%D0%BE%D0%BD%D1%82%D0%B0%D0%B6%D0%BD%D0%B8%D0%BA">https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/36932410?query=%D0%A1%D0%BB%D0%B5%D1%81%D0%B0%D1%80%D1%8C%20%D1%8D%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%D0%BC%D0%BE%D0%BD%D1%82%D0%B0%D0%B6%D0%BD%D0%B8%D0%BA</a>
Сварщик	<a href="https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37534990?query=сварщик">https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37534990?query=сварщик</a>
Оператор технологических установок	<a href="https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37535109?query=%D0%9E%D0%BF%D0%B5%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%BE%D1%80%20%D1%82%D0%B5%D1%85%D0%BD%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%B3%D0%B8%D1%87%D0%B5%D1%81%D0%BA%D0%B8%D1%85%20%D1%83%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%BA">https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37535109?query=%D0%9E%D0%BF%D0%B5%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%BE%D1%80%20%D1%82%D0%B5%D1%85%D0%BD%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%B3%D0%B8%D1%87%D0%B5%D1%81%D0%BA%D0%B8%D1%85%20%D1%83%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%BA</a>
Слесарь-ремонтник нефтепромыслового оборудования	<a href="https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37476090?query=%D0%A1%D0%BB%D0%B5%D1%81%D0%B0%D1%80%D1%8C-%D1%80%D0%B5%D0%BC%D0%BE%D0%BD%D1%82%D0%BD%D0%B8%D0%BA">https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37476090?query=%D0%A1%D0%BB%D0%B5%D1%81%D0%B0%D1%80%D1%8C-%D1%80%D0%B5%D0%BC%D0%BE%D0%BD%D1%82%D0%BD%D0%B8%D0%BA</a>
Инженерно-технический работник	<a href="https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37305459?query=%D0%98%D0%BD%D0%B6%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%20%D1%82%D0%B5%D1%85%D0%BD%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%B3%20%D1%82%D1%80%D1%83%D0%B1%D0%BE%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B4">https://krasnoyarsk.hh.ru/vacancy/37305459?query=%D0%98%D0%BD%D0%B6%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%20%D1%82%D0%B5%D1%85%D0%BD%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%B3%20%D1%82%D1%80%D1%83%D0%B1%D0%BE%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B4</a>

Таблица 5.8 – Расчет годового фонда оплаты труда обслуживающего персонала

Должность	Количество	Оклад, руб.	Районный коэффициент 50% от оклада, руб. ЯНАО, пуровский район	Северная надбавка 80% от оклада, руб.	Итого за месяц на одного работника, руб.	Годовой фонд основной заработной платы, млн.руб.
Инженерно-технический работник	3	70000	35000	56000	161000	5,796
Трубопроводчик линейный	6	30000	15000	24000	69000	4,968
Слесарь – электромонтажник	3	45000	22500	36000	103500	3,726
Сварщик	2	80000	40000	64000	184000	4,416
Оператор технологических установок	5	30000	15000	24000	69000	4,14
Слесарь-ремонтник нефтепромыслового оборудования	3	40000	20000	32000	92000	3,312
Итого:	22	х	х	х	х	26,358

Расчет годового фонда основной заработной платы рассмотрим на примере должности ИТР. Рассчитать годовой фонд основной заработной платы можно по формуле (5.1):

$$\Phi_r = ЗП \cdot N \cdot 12, \quad (5.1)$$

где  $\Phi_r$  – годовой фонд основной заработной платы, млн. руб;

$ЗП$  – заработная плата одному сотруднику в месяц, руб;

$N$  – количество сотрудников данной должности.

$$\Phi_r = 161000 \cdot 3 \cdot 12 = 5,796 \text{ млн.руб.}$$

В соответствии с российским законодательством работодатель обязан производить страховые взносы, базой для расчета которых является фонд оплаты труда.

Размер отчислений на страховые взносы принят в соответствии с главой 34 ст. 246 Налогового кодекса РФ.

Ставка для расчета выплат в 2020 году составляет 30 %, в которые входят:

- 22 % – в пенсионный фонд;
- 2,9 % – в фонд социального страхования;
- 5,1 % – в фонд обязательного медицинского страхования;

$$CB = ФОТ \cdot 0,3, \quad (5.2)$$

$$CB = 26,358 \cdot 0,3 = 7,9 \text{ млн.руб}$$

Из страховых взносов в пенсионный фонд поступит:

$$CB_{II} = 26,358 \cdot 0,22 = 5,8 \text{ млн.руб}$$

Из страховых взносов в фонд социального страхования поступит:

$$CB_C = 26,358 \cdot 0,029 = 0,76 \text{ млн.руб}$$

Из страховых взносов фонд обязательного медицинского страхования поступит:

$$CB_M = 26,358 \cdot 0,051 = 1,34 \text{ млн.руб}$$

Распределение страховых взносов представлено в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Распределение страховых взносов по внебюджетным фондам

Наименование статьи	Сумма, млн. руб.
Пенсионный фонд	5,8
Фонд социального страхования	0,76
Территориальный фонд обязательного медицинского страхования	1,34
Итого	7,9

Амортизационные отчисления рассчитаны линейным методом, по формуле (5.3):

$$Am_{отч} = C_{oc} \cdot H_a / 100, \quad (5.3)$$

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

$H_a$  – годовая норма амортизационных отчислений, % .

Норма амортизационных отчислений определяется по формуле:

$$H_a = 100 / C_c, \quad (5.4)$$

где  $C_c$  – срок службы в годах.

Затраты на текущий ремонт оборудования принимаются в размере 5% от стоимости оборудования.

$$Q = V_{Ст-ть.осн.оборудо-я.} \cdot 5\%, \quad (5.5)$$

$$Q = (12512500 + 89916420) \cdot 0,05 = 5121446$$

где  $Q$  – затраты на текущий ремонт;

$V$  – стоимость основного оборудования и трубы.

Расчет амортизационных отчислений представлен в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Расчет годовых амортизационных отчислений по оборудованию.

№ п/п	Наименование	Стоимость без НДС, тыс. руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, тыс. руб.
1.	Центробежный секционный насос ЦНС 300-300	2515,32	15	6,6667	167,68
2.	Узлы запорной арматуры с электроприводом	77235	25	4	3089,4
3.	Камера СОД	3895	15	6,6667	259,67
4.	Трехфазный сепаратор	5000	20	5	250
5.	Концевая сепарационная установка КСУ	1271,1	15	6,6667	84,74
6.	Труба 13 ХФА, 159х6	12542,5	25	4	501,7
Итого:					4353,19

Рассчитаем выплаты за производственный травматизм и профессиональный риск. База для расчета выплат за производственный травматизм и профессиональный риск – фонд заработной платы. Ставка зависит от класса профессионального риска предприятия. Ставка платежей – 0,6 %.

$$B_{\text{травм.}} = \text{ФОТ} \cdot 0,6\%, \quad (5.6)$$

$$B_{\text{травм.}} = 26,358 \cdot 0,6\% = 0,158 \text{ млн. руб}$$

Расчет эксплуатационных затрат на обслуживание трубопровода приведен в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Годовые эксплуатационные затраты на обслуживание трубопровода

Эксплуатационные затраты	Сумма, млн. руб.
Фонд оплаты труда	26,358
Отчисления от ФОТ (30%)	7,9
Амортизационные отчисления	4,3532
Расходы на травматизм	0,158
Текущий ремонт	5,121446
Итого эксплуатационные расходы	43,9

### 5.3 Основные технико-экономические показатели

Финансирование проекта планируется осуществить за счет собственных средств акционеров. Основные технико-экономические показатели проекта приведены в таблице 5.12.

Таблица 5.12 – Основные технико-экономические показатели строительства нефтегазосборного трубопровода «Кустовая площадка № 52 – Кустовая площадка № 10»

Наименование показателей	Единица измерения	Показатель
Протяженность трубопровода	км	4,879
Диаметр трубопровода	мм	159
Количество установок подготовки нефти, всего:	шт.	1
Численность обслуживающего персонала	чел.	104
Капитальные (единовременные) вложения в объекты производственного назначения		134,7053
в том числе:		
- стоимость оборудования без НДС	млн. руб.	89,916
- линейного нефтепровода без НДС	млн. руб.	12,54
Годовые эксплуатационные расходы	млн. руб.	43,9



Таким образом, в экономической части дипломного проекта произведен расчет единовременных затрат на строительство нефтегазосборного трубопровода диаметром 159 мм с толщиной стенки 6 мм, протяженностью 4,879 км и монтаж установки подготовки нефти, а также расчет затрат на эксплуатацию объектов за 1 год. Единовременные затраты на строительство и монтаж составляют – 134,7053 млн. руб., эксплуатационные затраты за 1 год составят – 43,9 млн. руб.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В ходе выполнения работы была разработана технология сооружения нефтегазосборного трубопровода к.52-к.10 на Карамовском месторождении с соблюдением всех строительных норм и климатических условий.

Также были рассмотрены все особенности при строительстве трубопровода в зависимости от особенностей физико-геологической характеристики района. Проведены необходимые расчеты, определяющие параметры трубопровода для его дальнейшей надежной эксплуатации. Проведен анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов, в экономической части рассчитаны объемы капитальных вложений и эксплуатационных затрат на сооружение нефтегазосборного трубопровода. Рассмотрены основные экономические показатели проекта.

Работа оформлена в соответствии с СТО 4.2-07 – 2014 [28].

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

СП – Свод правил;  
ЖД – Железнодорожная станция;  
ОАО – Открытое акционерное общество;  
ГСМ – Горюче-смазочные материалы;  
ПАО – Публичное акционерное общество;  
ИГЭ – Инженерно-геологический элемент;  
ТПР – Типовое проектное решение;  
ЗАО – Закрытое акционерное общество;  
РД – Руководящий документ;  
ГОСТ – Государственный стандарт;  
ДНС – Дожимная насосная станция;  
УПСВ – Установка предварительного сброса воды;  
К52 – Куст №52;  
ПДК – Предельно-допустимая концентрация;  
АГЗУ – Автоматическая групповая замерная установка;  
ПУЭ – Правила устройства электроустановок;  
СОД – Средства очистки и диагностики;  
ТФС – Трехфазный сепаратор;  
КСУ – Концевая сепарационная установка;  
УПН – Установка подготовки нефти;  
ЯНАО – Ямало-Ненецкий автономный округ;  
ФОТ – Фонд оплаты труда;  
ИТР – Инженерно-технический работник;  
ЗП – Заработная плата;  
РФ – Российская федерация;  
СВ – Страховые взносы.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 СНиП 23-01 – 99 «Строительная климатология». – Введ. 01.01.2000. – Москва : Стандартиформ, 1999. – 91 с.
- 2 ТУ 1317-006.1-593377520 – 2003 «Трубы стальные бесшовные повышенной эксплуатационной надежности». – Введ. 01.01.2003. – Москва : «НефтеГазСервис», 2003. – 41 с.
- 3 ТУ 1381-012-00154341 – 2002 «Трубы стальные диаметром 102-530 мм с внутренним защитным покрытием на основе порошковых эпоксидных композиций». – Введ. 01.05.2002. – Уфа : «Уралтрансгаз», 2002. – 35 с.
- 4 СП 34-116 – 97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промышленных нефтегазопроводов». – Введ. 01.01.1998. – Москва : Стандартиформ, 1997. – 46 с.
- 5 ВСН 005 – 88 «Строительство промышленных стальных трубопроводов». – Введ. 01.01.1990. – Москва : Госстрой СССР, 1988. – 52 с.
- 6 ГОСТ 8732 – 78 «трубы стальные бесшовные горячедеформированные». – Введ. 01.01.1979. – Москва : Государственный стандарт СССР. – 14 с.
- 7 ГОСТ Р ИСО 3183-1 – 2007 «Трубы стальные для трубопроводов». – Введ. 01.06.2008. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 110 с.
- 8 СНиП 2.02.03 – 85 «Свайные фундаменты». – Введ. 01.03.1995. – Москва : Стандартиформ, 1985. – 33 с.
- 9 СНиП 3.05.04 – 85 «Монтаж трубопроводов». – Введ. 01.01.1990. – Москва : Стандартиформ, 1985. – 18 с.
- 10 ВСН 011 – 88 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание». – Введ. 01.02.1989. – Москва : Миннефтегазстрой, 1988. – 42 с.
- 11 РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов;
- 12 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.

13 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов: приказ федер. Службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 30.11.2017 № 515 – 2017. – 42 с.;

14 СНиП 41-01 – 2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование. Введ. 01.01.2004. – Москва : ФГУП ЦПП, 2004. – 93 с.;

15 СанПиН 2.2.4.548 – 96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Введ. 01.10.1996. – Москва : ФГБУ Российская газета, 1998. – 20 с.;

16 СНиП 23-05 – 95 Естественное и искусственное освещение – Введ. 01.01.1992. – Москва : Госстрой России, ГУП ЦПП, 2003. – 71 с.;

17 ГОСТ 24940 – 96 Здания и сооружения. Метод измерения освещенности (с Поправкой). – Введ. 01.01.1997. – Москва : Минстрой России, ГУП ЦПП, 1997. – 23 с.;

18 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. – 19 с.;

19 ГОСТ 12.4.011 – 87 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – Введ. 01.07.1990. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2001. – 44 с.;

20 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности : приказ от федер.службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 25 марта 2014 г. № 116 // АО Кодекс. – 2013. – 246 с.;

21 Об утверждении гигиенических нормативов ГН 2.2.5.3532 – 18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе

рабочей зоны : постановление от глав. Государственного санитарного врача РФ от 13 фев. 2018 г. № 25 // АО Кодекс. – 2018. – 176 с.;

22 ГОСТ 12.1.019 – 2009. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – Введ. 01.01.2011. – Москва : Стандартинформ, 2010. – 41 с.;

23 СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям. – Введ. 24.06.2013. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2013. – 131 с.;

24 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (с изменениями и дополнениями) : федер. закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ // АО Кодекс. – 2008. – 145 с.;

25 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Приказ федер. службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 года N 101 // АО Кодекс. – 2013. – 112 с.;

26 СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности. – Введ. 01.07.2015. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2015. – 19 с.;

27 ГОСТ 12.1.007 – 76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2). – Введ. 01.01.1997. – Москва : Стандартинформ , 2007. – 10 с.;

28 СТО 4.2-07 – 2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. Введ. впервые; дата введ. 27.02.2012. Красноярск: ИПК СФУ, 2012. – 57 с.

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

«23» июня 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Технология сооружения нефтегазосборного трубопровода

Руководитель



19.06.20

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

Выпускник



18.06.20

С.С. Нанзатов

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Технология сооружения нефтегазосборного трубопровода»

Консультанты по  
разделам:

Экономическая часть



И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



Е.В. Мусияченко

Нормоконтролер



О.Н. Петров



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Технология сооружения нефтегазосборного трубопровода» содержит 70 страниц текстового документа, 1 рисунок, 17 таблиц, 42 формулы, 28 использованных источников, 6 листов графического материала.

ТЕХНОЛОГИЯ СООРУЖЕНИЯ, НЕФТЕГАЗОСБОРНЫЙ  
ТРУБОПРОВОД, СЕВЕРО-КАРАМОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ,  
СТРОИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ.

В данной работе рассматривается технология сооружения нефтегазосборного трубопровода.

Технологическая часть дипломного проекта содержит сведения о районе строительства, подготовительных, земляных и сварочных работах, также приводится технологический расчет трубопровода.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» приведен анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов, указаны методы, предоставляющие безопасность технологического процесса для сотрудников, также разобрана экологичность проекта.

В экономической части рассчитаны объемы капитальных вложений и эксплуатационных затрат на сооружение нефтегазосборного трубопровода. Разобраны основные экономические показатели проекта.