

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

Трубопроводы из инновационных и альтернативных материалов для нефтяной и газовой промышленности

Руководитель

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

Выпускник

С.С. Ганин

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Трубопроводы из инновационных и альтернативных материалов для нефтяной и газовой промышленности»

Консультанты

по разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер

О. Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Трубопроводы из инновационных и альтернативных материалов для нефтяной и газовой промышленности» содержит 81 страницу текстового документа, 31 использованный источник, 6 листов графического материала.

ПРОМЫСЛОВЫЙ НЕФТЕПРОВОД, ТРУБА С ФУТИРОВКОЙ, ПОЛИМЕРНО–АРМИРОВАННАЯ ТРУБА, КОМПОЗИТНАЯ ТРУБА, ПОЛИЭТИЛЕН, СТЕКЛОВОЛОКНО, ПОЛИПРОПИЛЕН, СТАЛЬ

Цель ВКР: провести анализ инновационных и альтернативных материалов для сооружения трубопроводов для повышения надежности и долговечности систем сбора и транспортировки углеводородного сырья.

Задачи ВКР:

- изучить состав объектов и оборудования системы сбора, подготовки и транспортировки скважинной продукции, определить недостатки применяемых материалов труб;
- рассмотреть инновационные и альтернативные материалы труб для нефтяной и газовой промышленности;
- определить оптимальный вариант применительно к объекту, произвести необходимые расчеты;
- рассчитать экономический эффект предлагаемых решений;
- рассмотреть вопросы безопасности и экологичности проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
Основная часть	8
1 Состав объектов подготовки скважинной продукции	8
1.1 Классификация применяемых трубопроводов	12
1.1.1 Насосно–компрессорные трубы	12
1.1.2 магистральный нефтепровод и его классификация	15
1.1.3 Промысловый нефтепровод и его классификации	17
2 Материалы используемые при изготовлении трубопроводов	21
2.1 Стальные трубопроводы	21
2.2 Композитные трубопроводы.....	24
2.2.1Состав полимерно–армированной трубы.....	25
2.2.2Соединение труб из пат.....	30
2.2.3 Прокладка трубопровода из ПАТ	33
3 Технологический расчет с куста до точки врезки	40
3.1 Расчет трубопровода из стальных труб.....	40
3.2 Расчет трубопровода из ПАТ	46
4 Экономическое обоснование проекта	49
4.1 Единовременные затраты на сооружение трубопровода из стали	50
4.2 Эксплуатационные затраты на сооружение трубопровода из стали	53
4.3 Единовременные затраты на сооружение трубопровода из ПАТ.....	58
4.4 Эксплуатационные затраты на сооружение трубопровода из ПАТ	61
4.5 Сравнение единовременных и эксплуатационных затрат на сооружение и обслуживание нефтепроводов из ПАТ и из стальных труб	64
5 Безопасность и экологичность.....	66
5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	66
5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	67

5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	68
5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	69
5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	71
5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях ..	72
6 Экологичность проекта.....	75
Заключение.....	76
Список сокращений	77
Список использованных источников	78

ВВЕДЕНИЕ

В наше время наиболее важными ресурсами, без которых невозможно представить комфортное существование человека являются нефть, нефтепродукты и природный газ. Нет ни одной сферы промышленности, которая тем или иным образом никак не контактирует с продуктами производства нефтегазовой отрасли.

Неотъемлемой частью нефтегазовой промышленности является транспорт скважинной продукции. Основным видом транспорта в данном случае является трубопроводный.

На сегодняшний день суммарная протяженность трубопроводов измеряется тысячами километров. Россия занимает второе место в мире по данному критерию после США, протяженность магистральных трубопроводов – 217 тысяч километров, промысловых – 350 тысяч километров, распределительных и коммунальных – 1400 тысяч километров [1].

Трубопроводный транспорт имеет значительные преимуществами перед остальными видами транспорта, но, к сожалению, также имеет некоторые недостатки.

Материал труб, используемых при транспорте нефти, флюидов и газа в России это в основном сталь. А сталь достаточно сильно подвержена действию агрессивной среды, что влечет за собой довольно скорый выход из строя. Коррозия и механический износ достаточно быстро уничтожают внутреннюю поверхность трубопровода, что приводит к появлениям концентраторов напряжения и как следствию аварии.

Но промышленность не стоит на месте, и для сооружения трубопроводов есть возможность использовать альтернативные материалы, которые не имеют данных недостатков.

Проблема в применении инновационных материалов заключается в небольшом опыте работы с ними, также присутствует факт, что на сегодняш-

ний день в России не разработана соответствующая нормативная документация для работы с определенными материалами.

Цель ВКР: провести анализ инновационных и альтернативных материалов для сооружения трубопроводов для повышения надежности и долговечности систем сбора и транспортировки углеводородного сырья.

Задачи ВКР:

– изучить состав объектов и оборудования системы сбора, подготовки и транспортировки скважинной продукции, определить недостатки применяемых материалов труб;

– рассмотреть инновационные и альтернативные материалы труб для нефтяной и газовой промышленности;

– определить оптимальный вариант применительно к объекту, произвести необходимые расчеты;

– рассчитать экономический эффект предлагаемых решений;

– рассмотреть вопросы безопасности и экологичности проекта.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Состав объектов подготовки скважинной продукции

Нефть поступает из недр земли по специально пробуренным до нефтяных продуктивных пластов эксплуатационным скважинам. Вместе с нефтью поднимаются на поверхность различные механические примеси (частицы породы, цемента), растворенный в нефти газ (попутный газ), вода и минеральные соли в виде кристаллов в нефти и раствора в воде.

Факт присутствия воды с растворенными минеральными солями в нефти приводит к удорожанию транспорта в связи с возрастающими объемами транспортируемой жидкости, а также приводит к усиленной коррозии металла трубопроводов и оборудования, затрудняет переработку нефти. Наличие механических примесей вызывает абразивный износ нефтепроводов, нефтеперекачивающего оборудования, затрудняет переработку нефти. Легкие фракции нефти (попутный газ) являются ценным сырьем для нефтехимической промышленности. Следовательно, есть необходимость в стремлении не только к снижению потерь легких фракций из нефти, но и к сохранению всех углеводородов, извлекаемых из недр для последующей их переработки.[2]

Прежде чем подавать нефть в магистральный нефтепровод стоит отделить все механические примеси, а также соли, попутный газ и воду. Данный процесс происходит на промыслах. С устья скважины начинается процесс сбора и подготовки нефти и попутного газа и заканчивается на установках подготовки нефти и газа и составляет единую технологическую систему (рисунки 1).

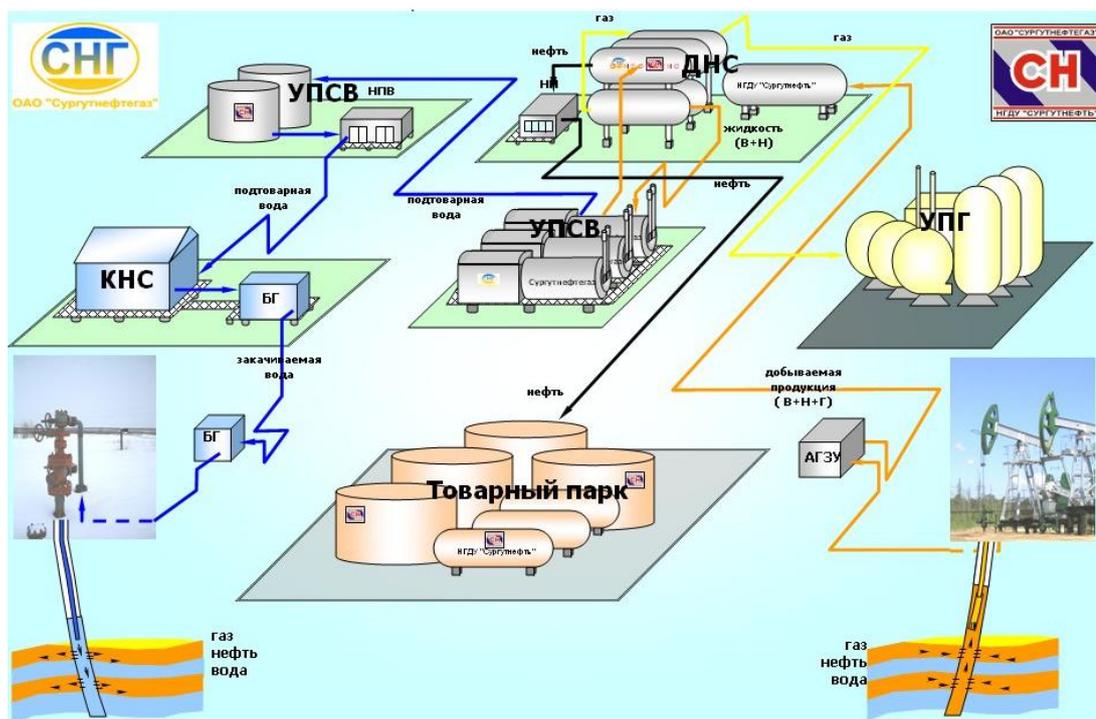


Рисунок 1 – Схема добычи и подготовки скважинной продукции

Нефть со скважин поступает на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) (рисунок 2). На этих установках предварительно измеряется количество нефти из каждой скважины. Здесь же нефть подвергают частичной дегазации и обезвоживанию.

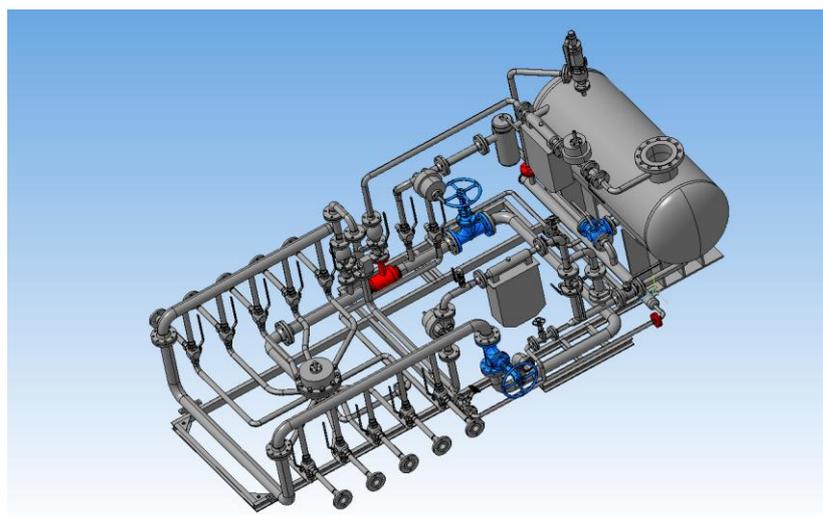


Рисунок 2 – Автоматизированная групповая замерная установка

Затем частично дегазированная и обезвоженная нефть поступает по трубопроводу на центральный пункт сбора (ЦПС). На ЦПС расположены установка комплексной подготовки нефти (УКПН) (рисунок 3) и установка подготовки воды (УПВ).



Рисунок 3 – Установка комплексной подготовки нефти

На УКПН происходит завершающий этап подготовки нефти, т.е. ее дегазацию, полное обезвоживание и очистку от механических примесей. Вода, которую выделяют из нефти, поступает на УПВ, где осуществляется ее необходимая подготовка и очистка. Подготовленная вода поступает на кустовые насосные станции (КНС) (рисунок 4), а оттуда под давлением до 20 МПа закачивается через специальные нагнетательные скважины в продуктивные нефтяные пласты [2].

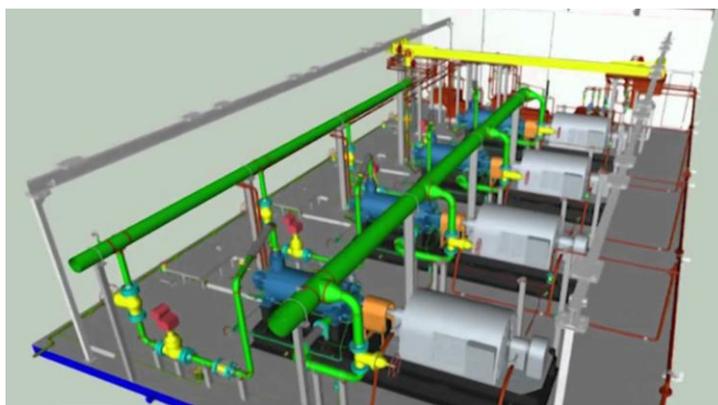


Рисунок 4 – Кустовая насосная станция

Закачка воды в пласт оказывает давление на нефть и вытесняет ее к забоям скважин, что повышает дебит каждой скважины и продлевая период фонтанной эксплуатации. Попутный (нефтяной) газ, отделенный от нефти на УКПН, направляют для переработки по газопроводу на ГПЗ. Нефть, подготовленная на УКПН, поступает на головную насосную станцию, там создается давление, необходимое для перемещения нефти по магистральному трубопроводу. Такое давление создается насосами типа НМ (насос магистральный), насос представлен на рисунке 5.



Рисунок 5 – Насос магистральный

Данное давление в нефтепроводах достигает 6,4 МПа. Но по мере удаления от головной насосной станции за счет гидравлического сопротивления, давление в нефтепроводе снижается. Для поддержания необходимого давления обычно через каждые 100...150 км по трассе нефтепровода устанавливают промежуточные насосные станции (ПНС), которые и поддерживают необходимый режим транспортировки нефти по нефтепроводу. По магистральному нефтепроводу нефть поступает на НПЗ, где она перерабатывается в необходимые нефтепродукты (бензин, керосин, дизельное топливо, мазут, различные масла).

1.1 Классификация применяемых трубопроводов

В нефтяной промышленности трубы применяют и при добыче, и во время транспортировки нефти. Классификация трубопроводов достаточно обширна – причём каждый из видов нефтяных трубопроводных изделий обладает своими уникальными характеристиками и свойствами. На производстве используются:

- а) нефтепромысловые трубы:
 - 1) бурильные;
 - 2) обсадные трубы;
 - 3) насосно–компрессорные;
- б) трубы для транспортировки:
 - 1) магистральный нефтепровод;
 - 2) промысловый нефтепровод [3].

1.1.1 Насосно–компрессорные трубы

Для извлечения жидкости и газа и скважины используют Насосно–компрессорные трубы (НКТ) (рисунок 6). Также их используют для нагнета-

ния воды, сжатого газа и для производства разных работ по капитальному и текущему ремонту скважины.



Рисунок 6 – Насосно–компрессорные трубы

Изготавливают их двух типов: с гладкими и с высаженными наружу концами, на которых нарезают наружную резьбу, а на один конец навинчивают соединительную муфту. Различаются НКТ и диаметром своего сечения, этот параметр может составлять от 50,8 до 139,7 мм. На расстоянии 0,4...0,6 м от конца труб, со стороны муфт, выбивают клеймо – маркировку. Она указывает на условный диаметр трубы, мм, группу прочности стали; толщину стенки, мм, товарный знак, месяц и год выпуска (рисунок 7) [3].

Общие требования к насосно–компрессорным трубам:

- трубы должны быть достаточно прочной, герметичной и надежной. НКТ должны обладать достаточной прочностью и надежной герметичностью соединений колонн труб;
- износостойкость в соответствии с общими требованиями;
- проходимость насосно–компрессорных труб в стволах скважин, в сложных местах, необходимо учитывать места с интенсивным искривлением.



Рисунок 7 – Маркировка НКТ

Все насосно–компрессорные трубы, без исключения, должны пройти следующие проверки:

- на растяжение;
- на ударную вязкость;
- на твёрдость;
- гидроиспытание;
- сульфидное коррозионное растрескивание [3].

Заводы изготовители данных труб:

– Первоуральский завод нефтедобывающих труб (ООО «ПЗНТ») изготавливает и реализует насосно–компрессорные трубы, выпускаемые в соответствии с ГОСТ 663 – 0;

– Первоуральский трубо–механический завод (ООО «ПТМЗ») одним из основных направлений деятельности является производство насосно–компрессорных труб в соответствии с ГОСТ 633–80, ГОСТ Р 52203–2004;

– ООО «Завод НефтеГазовых труб» производит трубы НКТ по ГОСТ 633–80 / ГОСТ 31446 – 2017, использующиеся при эксплуатации нефтя-

ных и газовых скважин, для транспортировки газообразных веществ и жидкостей, а так же для ремонтных и спуско–подъемных работ;

– ООО «Уральская Нефтесервисная Компания» является Российским производителем труб НКТ с гладкими и высаженными наружу концами.

1.1.2 магистральный нефтепровод и его классификация

Наиболее важными характеристиками магистрального трубопровода являются длина, диаметр и пропускная способность.

Современные типы магистральных трубопроводов имеют протяженность до нескольких десятков тысяч километров. Они являются частью отдельных предприятий, которые имеют оборудованные комплексы НПС не только головных, но и промежуточных, а также комплексом наливных станций, у которых есть все необходимые вспомогательные и производственные сооружения.

Показатель пропускной способности современных магистральных трубопроводов достигает годовой отметки более, чем 50 миллионов тонн нефти или нефтепродуктов. Наиболее распространенными диаметрами данных трубопроводов являются 800, 1020, 1220 миллиметров и более.

Магистральные трубопроводы являются одним из ключевых частей инфраструктуры любой страны. Для разных систем подбираются магистральные трубы, которые учитывают различные особенности переносимого продукта, условий как геологических, так и климатических в местности пролегания, санитарных норм и экономического обоснования [4].

Одна из классификаций магистрального нефтепровода – по диаметру. К магистральным, по Российским нормативам, согласно ГОСТ 20295 – 85, относят трубы с диаметром более 114 мм. По европейской классификации — магистральными определяются трубы из любого материала с диаметром более 200 мм.

В нефтяной отрасли, в зависимости от диаметра труб для магистральных нефтепроводов существует деление на классы по диаметрам:

- I – диаметр более 1000 мм;
- II – от 500 до 1000мм;
- III – от 300 до 500 мм;
- IV – менее 300мм.

Еще одна классификация магистрального нефтепровода это классификация по исполнению, выделяют трубы «обычного» и «северного» исполнения.

В хладостойком исполнении к ударной вязкости и доле вязкой составляющей в изломе предъявляются требования, выполнение которых должно обеспечиваться при температуре минус 20 °С, а для образцов с U-образным концентратором при минус 60 °С.

В обычном исполнении требования более мягкие и составляют до 0 и минус 40 °С соответственно.

Также классифицируют магистральные нефтепроводы по способу производства, а именно:

- бесшовные. Такие трубы выпускаются с диаметром до 529 мм;
- с продольным швом или прямошовные;
- трубы со спиральным швом диаметром от 159 до 820 мм.

В целях защиты от коррозионного воздействия применяют покрытия, которые обладают диэлектрическими свойствами т.е. защищают от коррозии, порождаемой блуждающими токами. Данные покрытия должны быть водонепроницаемыми, термостойкими, эластичными и обладать механической прочностью. Отсюда происходит классификация по типу изоляционного покрытия [4].

1.1.3 Промысловый нефтепровод и его классификации

Промысловый трубопровод – это система технологических трубопроводов которые транспортируют нефть, конденсат, газ, воду на территории нефтяных, нефтегазовых, газоконденсатных и газовых месторождениях.

Существует несколько режимов эксплуатации промысловых трубопроводов:

а) рабочее (нормативное) давление – определяется гидравлическим расчетом трубопроводов по проектным объемам транспортируемой жидкости;

б) выполнение технологических операций, а именно:

1) глушение скважины;

2) промывка;

3) разрядка скважин в коллекторы;

4) отработка скважин компрессором и др. технологические операции;

в) максимальное давление в трубопроводах – определяется по давлению срабатывания предохранительных устройств. Данное давление принимается за расчетное давление в трубопроводах.

Нормальные условия эксплуатации трубопровода и устранение возможности повреждения трубопроводов создаются при помощи установки охранной зоны вдоль трассы трубопроводов в виде участков земли, которые ограничиваются с помощью условных линии, на расстоянии 25 метров от оси трубопровода с каждой стороны. Если в одном техническом коридоре располагается более одного трубопровода, то охранная зона распространяется на 25 метров от оси крайнего трубопровода.

Промысловые трубопроводы разделяют:

а) по назначению на:

1) нефтепроводы;

2) газопроводы;

3) нефтегазопроводы;

- 4) нефтегазоводопроводы;
- 5) конденсатопроводы;
- б) ингибиторопроводы;
- 7) водопроводы;
- б) по величине рабочего давления:
 - 1) высокого – 6,4 МПа и выше;
 - 2) среднего – 1,6 МПа;
 - 3) низкого – 0,6 МПа;
- в) по способу прокладки:
 - 1) подземные;
 - 2) надземные;
 - 3) наземные;
 - 4) подводные;
- г) по гидравлической схеме работы:
 - 1) простые, не имеющие ответвлений;
 - 2) сложные, с ответвлениями, замкнутые (кольцевые);
- д) по характеру напора:
 - 1) напорные;
 - 2) безнапорные.

Различают промышленные трубопроводы с полным заполнением сечения трубы жидкостью (напорные) и с неполным заполнением сечения трубы жидкостью, которые могут быть как безнапорными, так и напорными.

На месторождениях нефти существует разделение промышленных трубопроводов:

а) выкидная линия. Данный трубопровод производит перекачку скважинной продукции от устья скважины до ГЗУ и в зависимости от дебита скважин имеет диаметр от 75 до 150 мм. Протяженность выкидной линии определяется при помощи технико-экономических расчетов и может достигать 4 км и более;

б) нефтегазосборный коллектор, который перекачивает от ГЗУ до ДНС;

в) нефтесборный коллектор. Он расположен от ДНС до центрального пункта сбора (ЦПС) и имеет диаметр от 100 до 350 мм, протяженностью от 10 км и более;

г) газосборный коллекторы – перекачивает газ от пункта сепарации до компрессорной станции (КС);

д) промысловый газопровод. Предназначен для сбора попутного нефтяного газа (ПНГ) и работает при давлении газа выше атмосферного. По назначению подразделяют на:

1) подводящие газопроводы, которые аналогичны выкидным линиям промысловых нефтепроводов;

2) сборные коллекторы они аналогичны нефтяным сборным коллекторам;

3) нагнетательные газопроводы, которые используются для:

3.1) поддержания внутрислоевого давления и продления срока фонтанной эксплуатации нефтяных скважин путем нагнетания газа от компрессорных станций в газовую шапку месторождения;

3.2) подачи газа через газораспределительные будки к устьям скважин, эксплуатируемых компрессорным способом;

3.3) транспортировки газа до газоперерабатывающих заводов или газодифракционирующих установок потребителям;

е) промысловые водопроводы. Используются для подачи воды к нагнетательным скважинам с целью поддержания пластового давления а также для сбора пластовых вод, добытых вместе с нефтью, в водоносные горизонты. Промысловые водопроводы подразделяются на:

1) магистральные, начинающиеся у насосных станций второго подъема;

2) подводящие, соединяющие магистральные водопроводы с кустовыми насосными станциями;

3) разводящие, соединяющие кустовые насосные станции с нагнетательными скважинами;

ж) промысловые ингибиторопроводы. Предназначены для подачи ингибиторов и других химических реагентов в скважины и на другие объекты обустройства нефтяных, нефтегазовых, газовых и газоконденсатных месторождений.

Различают нефтепроводы:

а) самотечные, в которых нефть движется под действием гравитационных сил, обусловленных разностью уровня в начале и конце трубопровода;

б) напорно–самотечные. В данном нефтепроводе движется только нефть, газовая фаза отсутствует;

в) свободно–самотечные, или безнапорные. В таких нефтепроводах нефть и газ движутся раздельно [4].

Крупнейшие заводы изготовители трубной продукции:

– ОАО «Синарский трубный завод» (бесшовные горячедеформированные, холоднодеформированные, нефтегазопроводные, газлифтные и многие другие трубы);

– ОАО «Первоуральский новотрубный завод» (стальные бесшовные для топливо– и маслопроводов, бесшовные из коррозионностойкой стали и другие);

– ОАО «Челябинский трубопрокатный завод» (прямошовные для газо, нефтепроводов, бесшовные насосно–компрессорные, обсадные и многие другие);

– ОАО «Выксунский металлургический завод» (нефте–, газопроводные трубы, а также трубы для транспортировки воды, газа и другие);

– ОАО «Альметьевский трубный завод»;

– ОАО «Северский трубный завод» (горячедеформированные бесшовные трубы и другие);

– ЗАО «Ижорский трубный завод» (трубы для нефтепроводов различной категории и другие).

2 Материалы используемые при изготовлении трубопроводов

Спектр используемых материалов при строительстве нефтепроводов довольно обширный, рассмотрим основные материалы.

2.1 Стальные трубопроводы

Стальные трубопроводы получили наибольшее распространение благодаря своей надежности, невысокой цены и упрощенной технологии сварки. Применяются во всех типах магистральных трубопроводов, но, в последние годы из-за низкой коррозионной стойкости материала, процент использования стальных труб неуклонно падает. Возрастает потребность в большом количестве компенсаторов различного типа в трубопроводах. Очередным минусом является высокая трудоемкость прокладки.

Соединения стальных труб осуществляют при помощи сварки. Для защиты от коррозии используют метод катодной защиты или изоляция битумно–резиновой покрытием. Для транспортирования сильно агрессивных сред, применяют стальные трубы с внутренней изоляцией или применяют способ футеровки труб. Промысловые трубопроводы, построенные из углеродистой и низколегированной стали, подвержены, в основном, коррозии по нижней образующей труб (так называемая «ручейковая коррозия»). При этом происходит локальное расщипление стенки трубы, и в некоторых местах появляются коррозионные отверстия – свищи. В то же время толщина стенки труб по остальному периметру практически не уменьшается [5].

Для борьбы с «ручейковой» коррозией (рисунок 8), наиболее эффективным способом является создание некоего барьера между внутренней поверхностью стальных труб и транспортируемой средой для предотвращения прямого контакта.



Рисунок 8 – Ручейковая коррозия

Для этого способа характерно нанесение различных видов покрытий на внутреннюю поверхность стальных труб или плакирование различными видами стойких к коррозии материалов на основе металлов и неметаллов. Одним из прогрессивных способов изоляции внутренней поверхности стальных труб от агрессивной среды, является их футерование пластмассовыми трубами. Где стальная составляющая обеспечивает прочность, а внутренняя пластмассовая оболочка – не только коррозионную стойкость, но и уменьшение шероховатости внутренней полости трубы, что и с практической, и с экономической точки зрения является одним из наиболее простых и эффективных способов (рисунок 9) [6].



Рисунок 9 – Труба с футеровкой

Композитные составляющие футерованных труб должны работать как монолитное сооружение в процессе эксплуатации, то есть между ними не должно быть никакого пространства, которое может сжиматься или перемещаться под воздействием высокого давления транспортируемой по трубопроводу промысловой среды (нефти, газа и промысловых сточных вод). Это достигается за счет использования полиэтиленовых труб с наружным диаметром, который немного превышает номинальный внутренний диаметр стальных труб. Данное решение создает контактное давление, которое позволяет полиэтиленовой трубе плотно прилегать к внутренней поверхности стальной трубы. Причем, чем выше шероховатость внутренней поверхности стальной трубы, тем лучше будет закреплена полиэтиленовая труба внутри стальной. Надо также учитывать наличие внутренних напряжений, остающихся в полиэтиленовой трубе после футерования, так как они отрицательно сказываются на эксплуатации промысловых трубопроводов. Данные напряжения снимаются путем двухчасовой термической обработки композитных труб в горячей водяной ванне. Описанная технология футеровки обеспечивает прочность и герметичность при избыточном давлении, и коррозионную стойкость композитных труб [7].

Для монтажа трубопроводов в полевых условиях из труб с внутренним покрытием разработана поточная, автономная, мобильная технологическая линия. Технология и оборудование позволяет быстро и надежно соединять различные трубы с покрытием, обеспечивая при этом полную защиту соединения труб от коррозии.

За период с 1989 года по 2002 год по описанной технологии было смонтировано более 1100 км нефтепромысловых трубопроводов на промыслах нефтяных компаний «Татнефть», «Башнефть», «Сиданко», «ЛУКойл–Пермнефть», «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь», ТНК, «ЛУКойл–Нижевожскгнфть», «ЮКОС», «Уральская нефть», «ГРИЦ», «Иделойл». Транспортируемыми продуктами были агрессивные нефтепромысловые системы (обводненная сернистая нефть и сточные воды, в том числе содержа-

щие сероводород до 500 мг/л). За все время эксплуатации трубопроводов не было ни одного случая выхода соединений труб по причине внутренней или наружной коррозии.

Как показывает опыт строительства и эксплуатации промышленных трубопроводов в условиях Западной Сибири, а также Крайнего Севера (Республика Коми), применение металлопластмассовых труб выгодно с точки зрения экономики. Для месторождений средней полосы России, где также имеется опыт применения металлопластмассовых труб, характерны высокая плотность блуждающих токов, что приводит к наружной коррозии труб. Поэтому для этого региона необходимо переходить к применению стальных труб, футерованных изнутри и снаружи полиэтиленом (металлобипластмассовых труб). Массовое производство этих труб промышленно освоено [8].

2.2 Композитные трубопроводы

Полимерные трубы — наиболее прогрессивный вид, по мере развития химической промышленности, область применения постоянно расширяется.

В свою очередь композитными или композиционными материалами (КМ) называют искусственно созданные материалы, состоящие не менее, чем из двух компонентов с выраженной границей раздела между ними.

В отличие от металлических труб, КТ устойчивы к процессам коррозии, возникающих под действием перекачиваемой агрессивной среды, что устраняет необходимость использовать электрохимическую и химическую защиту. Также среди преимуществ КТ стоит выделить более низкую шероховатость внутренней поверхности трубы, что увеличивает мощность трубопровода, понижая потерю давления, вызванную трением, а также препятствует накоплению отложений на внутренней поверхности трубы [9].

2.2.1 Состав полимерно–армированной трубы

Общий вид ПАТ представлен на рисунке 10.

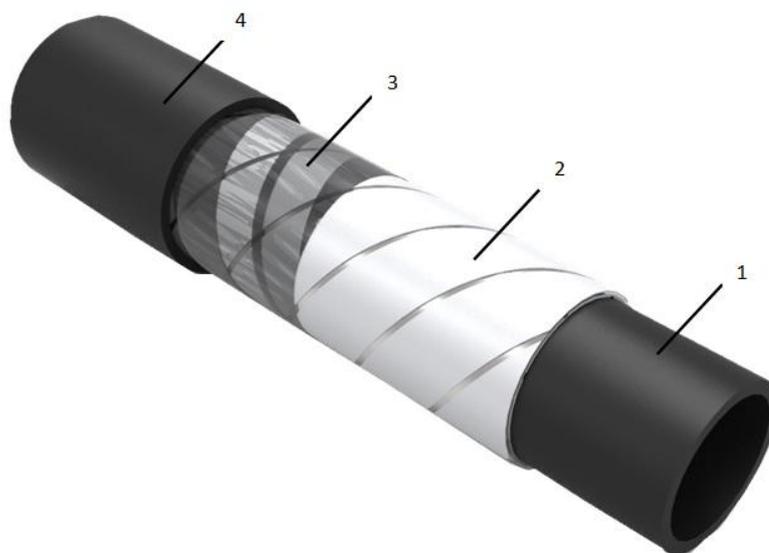


Рисунок 10 – Полимерно-армированная труба: 1 – внутренняя оболочка; 2 – армирующий слой; 3 – противоизносный слой; 4 – внешняя оболочка

ПАТ состоит из внутренней оболочки поз. 1, выполненной из полимерного материала методом непрерывной экструзии, армирующего слоя поз. 2, противоизносного слоя поз. 3, и внешней оболочки поз. 4, выполненной из полимерного материала методом непрерывной экструзии.

Внутренняя оболочка представляет собой полимерный слой с заданной толщиной стенки, который обеспечивает сохранность транспортируемого флюида. Армирующий слой состоит из нескольких слоёв высокопрочной металлической ленты, навитой в противоположных направлениях. Намотка лент производится послойно (в четыре слоя) – два слоя в одном направлении и два в противоположном направлении. Материал ленты – углеродистая сталь различных модификаций, химического и компонентного составов. Армирующий слой повышает сопротивление ПАТ внутреннему и наружному

давлению, а также механическим сминающим нагрузкам. Противоизносный слой – это неметаллический слой в виде ленточной обмотки, используемый для минимизации износа между слоями конструкции, а также предотвращает попадание расплавленного материала (полимера) в зазоры между металлическими лентами при наложении внешней оболочки, тем самым обеспечивая отвод проникающих через стенку внутренней оболочки при эксплуатации газов вдоль оси гибкой трубы к фитингам [9].

Внешняя оболочка гибких труб изготовлена из полимерного материала. Благодаря наличию в составе полимера специальных химических добавок внешняя оболочка обеспечивает максимальную степень защиты ПАТ от влияния ультрафиолетового излучения и предназначена для защиты от механических повреждений армирующего слоя (металлических лент) при воздействии негативных факторов окружающей среды и механических воздействий при монтаже.

Основные материалы композитных трубопроводов (КТ):

- трубы из стеклопластика;
- трубы из поливинилхлорида;
- трубы из полиэтилена;
- трубы из полипропилена.

Стеклопластик. Стеклопластик – это КМ, в состав которого входит стекловолокно (армирующий элемент) и терморезактивная смола (матрица). Данные трубы изготавливаются в соответствии с ГОСТ Р 56277 – 2014 [3].

Основными преимуществами стеклопластиковых труб перед металлическими являются:

- повышенный срок эксплуатации (20 лет);
- малый коэффициент теплопроводности;
- простой и быстрый монтаж и демонтаж;
- отсутствие сварных работ;
- меньший вес конструкции (в 2...3 раза);
- стойкость к агрессивным средам;

- не засоряется внутренняя поверхность трубопровода;
- меньшее сопротивление, вызванное трением о поверхность стенки трубы перекачиваемого продукта;
- не требуют применения электрохимической и химической защиты;
- не требуют изоляции и связанных с ней затрат;
- рабочая температура – от – 65 °С до + 90 °С.

Отрицательным моментом является неустойчивость к трещинам, которые возникают при возникании нагрузки поперек волокон изделия.

Данные трубы изготавливаются длиной 8,6 метров. Рабочее давление составляет от 2 до 40 МПа. Эксплуатация разрешается при температуре от – 65 до + 90 °С [9].

Полипропилен. Трубы из пропилена (ПП) применяются для трубопроводов, транспортирующих сжатый газ, воду и агрессивные жидкости. Трубы из ПП устойчивы к воздействию кислотных, щелочных и соляных растворов, а также иных неорганических веществ. Преимущества у данного вида труб следующие:

- лёгкий монтаж и транспортировка;
- антикоррозийная стойкость;
- гигиеничность материала. проводимость тока остаётся нулевой, осадка внутри не образуется;
- способны служить до 50 лет.

Также присутствуют недостатки, а именно:

- плохая переносимость резких температурных перепадов;
- возможность разрыва при длительном воздействии низких температур;
- риск деформации трубы при нагревании свыше +70 °С;
- риск образования «грыжи» в процессе длительной эксплуатации изделия [10].

Основные параметры полипропиленовых труб зависят от материала армирования и представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Значение основных параметров, в зависимости от вида армирования

Виды армирования	Технические характеристики			
	Максимальная температура, °С	Минимальная температура, °С	Термическое расширение, деформация	Максимальное давление, атм.
Цельный алюминиевый	60	5	Среднее	8
Перфорированный алюминий	70	10	Среднее	12
Стекловолокно	90	20	Низкое	16
Композит	95	20...30	Отсутствует	25

Существует 4 вида армирования:

- трубы с внешней стороны покрытые алюминиевой фольгой;
- трубы с алюминиевым армированием в центре трубы, ближе к внешнему краю;
- трубы с армирующим слоем из стекловолокна;
- трубы с армирующим слоем из композитного материала.

Трубы из ПП отличаются от полиэтиленовых легкостью и теплостойкостью. Прочность ПП труб выше, а газо – и паропроницаемость ниже. Стоимость их выше, чем стоимость труб из полиэтилена [10].

Полиэтилен. Для трубопроводов в нашей стране используются преимущественно трубы из полиэтилена низкого давления (ПНД), полиэтилена высокого давления (ПВД). Трубы из ПНД более прочны чем ПВД. Из этого вытекают различия в области применения. Трубы из ПНД используются в основном в напорных системах, т.к. они отлично справляются с перепадами давления. Но есть минус, они более хрупкие и хуже гнутся. Чего не скажешь о трубах из ПВД. Область их применения ограничивается безнапорными системами.

Внутренняя оболочка трубы, как и наружная, представляет собой полимерный слой с заданной толщиной стенки, который обеспечивает сохранность транспортируемого продукта. Армирующий слой может быть выполнен из алюминиевой ленты или из нескольких слоев высокопрочной стальной ленты, навитой в противоположных направлениях с нахлестом. Благодаря наличию в составе полимера специальных химических добавок внешняя оболочка обеспечивает максимальную степень защиты ПАТ от влияния ультрафиолетового излучения и предназначена для защиты от механических повреждений армирующего слоя (металлических лент) при воздействии негативных факторов окружающей среды и механических воздействий при монтаже [11].

Трубы из полиэтилена имеют следующие преимущества:

- повышенный срок эксплуатации (до 50 лет);
- защита от ультрафиолетового излучения;
- малый коэффициент теплопроводности;
- простой и быстрый монтаж и демонтаж;
- отсутствие сварных работ (в зависимости от применяемого фитинга);
- меньший вес конструкции;
- стойкость к агрессивным средам;
- не засоряется внутренняя поверхность трубопровода;
- меньшее сопротивление, вызванное трением о поверхность стенки трубы перекачиваемого продукта;
- не требуют применения электрохимической и химической защиты;
- не требуют изоляции и связанных с ней затрат;

Также присутствует и недостаток, а именно меньшую устойчивость ко внешним нагрузкам. Выпускаются данные трубы длиной от 200 до 2800 м и имеют рабочее давление до 18 МПа. Эксплуатировать такие трубы разрешается в пределах температуры от -60°C до $+60^{\circ}\text{C}$.

Основной способ производства полиэтиленовых труб – непрерывная шнековая экструзия. Приготовленные гранулы полиэтилена засыпают в бун-

кер экструдера, откуда захватывают шнеком и транспортируют через обогревательный цилиндр. Во время прохождения через него, материал пластифицируется и в вязкотекучем состоянии продавливается через образуемый дорном и мундштуком (формовочное устройство) кольцевой зазор экструзионной головки. Труба, выходящая из экструдера, поступает на калибровку, ее охлаждают водой, маркируют и нарезают на отрезки заданной длины при помощи резака или наматывают на катушку (барабан).

На основе анализа материалов, предлагается использовать для строительства нефтепроводов полимерно–армированные трубы. На первый взгляд имеется недостаток, а именно повышенная стоимость, по сравнению со стальными трубами. Но этот недостаток перекрывается повышенным сроком эксплуатации, за счет отсутствия коррозии, уменьшением сопротивления перекачиваемой среды, что в свою очередь позволит сэкономить на электроэнергии необходимой для работы насосов, что подтвердит экономический расчет.

2.2.2 Соединение труб из ПАТ

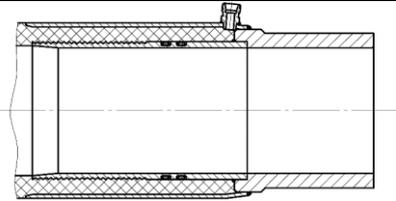
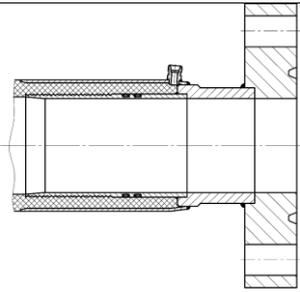
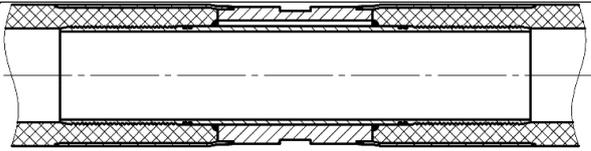
ПАТ соединяются с металлическими трубами и различными деталями при помощи концевых фитингов. ПАТ поставляется с двумя видами концевых фитингов: фитингом трубным с фланцем (ФТФ) и фитингом трубным под приварку (ФТП).

Соединение ПАТ между собой производится при помощи фитингов трубных симметричных (ФТС), фитингов трубных с фланцем (ФТФ) и фитингов трубных под приварку (ФТП).

Фитинг представляет собой сварную конструкцию, состоящую из стальной трубы (штуцера), которая вставляется в отверстие гибкой трубы, корпуса – концентрической стальной трубы (втулки) и концевого разъёма.

Типы фитингов, устанавливаемых на ПАТ, приведены в таблице 2.

Таблица 2 –Типы фитингов

Наименование	Условное обозначение	Общий вид
Фитинг трубный под приварку	ФТП	
Фитинг трубный с фланцем	ФТФ	
Фитинг трубный симметричный	ФТС	

Внешний вид фитингов, перечисленных выше, изображен на рисунке 11.

Материал фитинга, как правило, выбирается на основе совместимости перекачиваемых жидкостей и антикоррозионных характеристик материала. Углеродистая сталь обычно используется в тех случаях, когда коррозия не является основной проблемой, например, для тестирования гибкой трубы, а также при транспортировке сухого газа. При транспортировке агрессивных жидкостей рекомендуется применять фитинги из нержавеющей стали.

Фитинги, применяемые для экстремальных условий работы, разрабатываются в каждом конкретном случае в зависимости от индивидуальных требований проекта и имеющихся технологических возможностей.

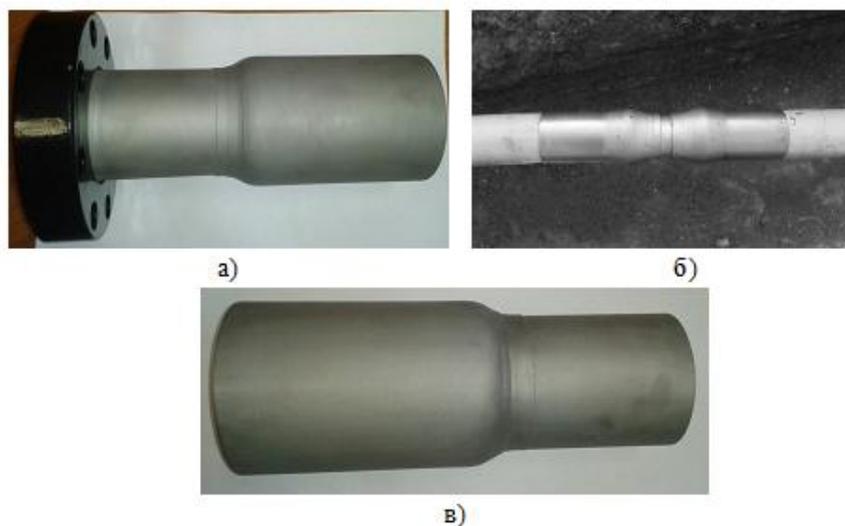


Рисунок 11 – Внешний вид применяемых фитингов: а) фитинг трубный с фланцем; б) фитинг трубный симметричный; в) фитинг трубный под приварку

Если предпочтение отдаётся сварному соединению, используется фитинг трубный под приварку. Приварка фитинга к металлической трубе, а также сварка фитингов между собой должна производиться квалифицированным сварщиком, знакомым с технологией сварки углеродистых и нержавеющей сталей. После сварки необходимо провести соответствующие неразрушающие испытания.

Для удобства соединения двух отрезков ПАТ между собой, перед сваркой фитингов рекомендуется использовать центраторы марок ЦЗН, ЦЗА, ЦНЭ. Общий вид процесса центровки фитингов показан на рисунке 12.

Если предпочтение отдаётся фланцевым соединениям, используется фитинг трубный с фланцем. Исполнения фланца могут отличаться и зависеть от требований Заказчика. Общий вид соединения двух фитингов ФТФ показан на рисунке 13. Соединение фитинга с трубопроводной арматурой, а также соединение фитингов между собой должно производиться квалифицированным рабочим, знакомым с технологией соединения фланцевых элементов.



Рисунок 12 – Общий вид процесса центрирования фитингов перед сваркой.



Рисунок 13 – Общий вид соединения двух фитингов с фланцами

2.2.3 Прокладка трубопровода из ПАТ

Проектом, в зависимости от свойств грунтов трассы, гидравлических и других условий, устанавливаются размеры траншеи. При этом также учитывается назначение ПАТ и наружный диаметр гибких труб, входящих в состав ПАТ.

Траншея должна иметь вертикальные стенки и быть достаточно глубокой, чтобы в ней можно было уложить защитный слой песка или мягкой почвы толщиной не менее 0,15 м (при необходимости). При выкапывании тран-

шей грунт необходимо располагать по одну сторону траншеи, освобождая другую сторону для проведения монтажных работ ПАТ.

Подземная прокладка ПАТ должна рассматриваться по умолчанию для нефтегазовых месторождений.

Сооружение нефтепровода надземным способом должно применяться в малонаселённых районах, на неустойчивых грунтах или переходах через препятствия, преграды, в участках, где невозможно проложить трубопровод подземным способом из-за подземных сооружений, а также в других случаях. Надземная прокладка обязательно должна быть обоснована для каждого конкретного случая.

Сооружение трубопровода из ПАТ подземным способом применяется на всех грунтах (песчано-глинистых, глинистых, солончаках, песчаниках, торфяниках, известняках и заболоченных территориях).

На участках с высоким уровнем грунтовых вод, за исключением болот, допускается полузаглублённая укладка ПАТ в насыпи, при этом глубина траншеи составляет 0,7 диаметра гибких труб, входящих в состав ПАТ.

Внутренний диаметр гибких труб, входящих в состав ПАТ, должен определяться гидравлическим расчётом в соответствии с действующими нормами.

Глубина закладки трубопровода из ПАТ определяется в зависимости от режима перекачки и физико-химических свойств перекачиваемых продуктов в соответствии с технологическими указаниями по проектированию.

Глубина заложения трубопровода из ПАТ, применяемого для транспорта сжиженного углеводородного газа, должна быть не менее 1,0 метра, а для транспорта сред, замерзающих при отрицательной температуре, должна приниматься на 0,5 метра ниже глубины промерзания грунта.

Глубина заложения трубопровода из ПАТ, используемого для транспорта пресной воды, устанавливается в соответствии со СНиП 2.04.02 – 84. Глубина заложения ПАТ, транспортирующих пластовые и сточные воды,

принимается в зависимости от содержания минеральных веществ в воде, а также почвенных и климатических условиях.

Совместная закладка трубопроводов из ПАТ допускается при условии одного назначения, с условным диаметром 300 мм. Количество ПАТ, укладываемых в одной траншее, должно быть определено проектом. Расстояние между ПАТ при их совместной закладке необходимо определять из условия качественного и безопасного производства работ по строительству и ремонту, но должно быть не меньше 0,5 метра.

При несовместной укладке ПАТ одного или различного назначения расстояния между ними в траншее принимается по условиям обеспечения сохранности действующего ПАТ при производстве строительных или ремонтных работ, но должно быть не меньше расстояний, указанных в РД 39-132 – 94.

По мостам железных, автомобильных дорог любой категории в одной траншее с электрическими кабелями и другими трубопроводами прокладка ПАТ не рекомендуется.

При пересечённом рельефе местности, а также в заболоченных местах осуществляется укладка ПАТ в специально возводимые земельные насыпи, выполняемые с тщательным послойным уплотнением и поверхностным закреплением грунта. При пересечении водотоков в теле насыпей должны быть предусмотрены водопропускаемые отверстия.

При прокладке ПАТ по направлению уклона местности свыше 20% следует предусматривать устройство противэрозионных экранов и перемычек как из естественного грунта (например, глинистого), так и из искусственных материалов.

Для ПАТ, укладываемых на косогорах, необходимо предусматривать устройства нагорных канав для отвода от них поверхностных вод.

При наличии вблизи трассы действующих оврагов и провалов, которые могут повлиять на безопасную эксплуатацию ПАТ, следует предусматривать мероприятия по их укреплению.

В местах прокладки ПАТ следует предусматривать возможность беспрепятственного перемещения средств пожаротушения, а также подъёмных механизмов и оборудования.

В местах прокладки трубопровода из ПАТ с зимними автодорогами и лежневыми дорогами предусматриваются мероприятия по защите от повреждений ПАТ.

Места переезда автомобильного транспорта обязательно должны быть обозначены специальными знаками.

Переходы ПАТ через железные и автомобильные дороги следует предусматривать в местах с нулевыми отметками и в исключительных случаях, при соответствующем обосновании, в выемках дорог.

Угол пересечения ПАТ с железными и автомобильными дорогами должен быть, как правило, 90° (но не менее 60°). Прокладка ПАТ через тело насыпи не допускается.

Участки ПАТ, прокладываемых на переходах через железные и автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, должны предусматриваться в защитном кожухе из стальных труб или в тоннеле, диаметр которых определяется из условия производства работ и конструкции переходов и должен быть больше наружного диаметра ПАТ не менее чем на XX мм.

Концы стальных труб должны выводиться на расстояние:

А) при прокладке ПАТ через железные дороги:

1) от осей крайних путей – 25 м, но не менее 5 м от подошвы откоса насыпи и 3 м от бровки откоса выемки;

2) от крайнего водоотводного сооружения земляного полотна (кювета, нагорной канавы, разреза) – 3 м;

Б) при прокладке ПАТ через автомобильные дороги:

1) от бровки земляного полотна – 10 м, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Способ прокладки трубопровода из ПАТ через болотистые местности определяется по технико–экономическому обоснованию, при составлении которого учитываются инженерно–геологические условия, тип торфяного основания, а также возможные методы производства работ, которые определяются в соответствии с проходимость строительной техники по болотам, согласно СНиП Ш–42–80.

На заболоченных участках необходимо осуществлять прокладку ПАТ коридорным методом, то есть все линейные сооружения прокладываются полосой с минимально допустимыми разрывами между ними.

ПАТ необходимо укладывать подземным способом непосредственно в торфяном слое и обязательно на минеральное основание или в специальной насыпи, которая сооружается в границах болота. Также, в качестве основания может быть использован торф.

В частных случаях, при определенном обосновании, прокладку трубопровода из ПАТ можно производить надземным способом, то есть по поверхности болота, но с обязательной отсыпкой насыпи или использованием опор.

На озёрах и болотах нефтяных месторождений возможна прокладка ПАТ совмещённым способом, с насыпью промышленной автомобильной дороги, в данном случае ПАТ укладываются в откосной части.

Необходимо соблюдать расстояние в 0,8 метра между бровкой автодороги и крайней ПАТ, а при параллельно укладываемых ПАТ соблюдать расстояние в 0,5 метра.

При взаимном пересечении ПАТ, по которой транспортируют газ, и ПАТ, по которой транспортируют нефть или воду, ПАТ, по которой транспортируют газ необходимо располагать над ними. В ином случае ПАТ должна быть помещена в защитный футляр, с обязательным выводом концов на расстоянии не менее 5 метров с обеих сторон по оси.

Взаимное пересечение ПАТ друг с другом и с линиями электропередач высокого напряжения необходимо сооружать под углом не менее 60° [13].

На ПАТ необходимо предусматривать установку запорной арматуры на расстоянии, определяемом расчётом, но не более 30 км для ПАТ, транспортирующих нефть и газ, не содержащих сероводород, и не более 5 км для ПАТ, транспортирующих сероводородсодержащие газы и конденсат. Кроме того, установку запорной арматуры необходимо также предусматривать в начале каждого ответвления от ПАТ протяжённостью более 500 м.

Размещение арматуры и дренажных устройств на участках ПАТ, проложенных под землёй, следует предусматривать на расстоянии не менее 2 м (в свету) от края пересекаемой коммуникации. Для арматуры, рекомендуемой в колодце, указанное расстояние принимается от наружной поверхности стенки колодца.

На ПАТ, предназначенных для транспортировки нефти и нефтепродуктов, при пересечении ими водных преград в одну нитку следует предусматривать установку запорной арматуры с учётом рельефа земной поверхности, примыкающей к переходу, и предотвращения поступления транспортируемого продукта в водоём.

Запорную регулирующую и предохранительную арматуру, устанавливаемую на ПАТ, следует выбирать по стандартам, каталогам, нормам машиностроения или специальными техническими условиями в соответствии с её назначением по транспортируемому веществу и параметрам, а также с учётом условий эксплуатации и требований правил по технике безопасности и отраслевых нормативных документов.

На одном или двух концах трубопровода из ПАТ, предназначенных для транспортировки нефти и нефтепродуктов и проходящих на отметках выше городов и других населённых пунктов и промышленных предприятий, запорная арматура размещается на расстоянии, устанавливаемом проектом с учетом рельефа местности.

Применение арматуры, не предназначенной для определённых веществ и параметров, допускается при условии согласования с разработчиком арматуры.

Прокладки фланцевых соединений арматуры следует выбирать с учётом транспортируемых веществ по отраслевым нормативным документам, утверждённым в установленном порядке [14].

При выборе материала прокладок необходимо избегать возможности образования гальванической пары между материалами фитингов, фланцев и прокладок.

Установку запорной арматуры, соединяемой при помощи фланцев и фитингов, следует предусматривать в колодцах, наземных вентилируемых киосках или оградах. Колодцы, ограды и киоски следует проектировать из несгораемых материалов.

При параллельной прокладке двух или более ПАТ линейная запорная арматура должна быть смещена на расстояние не менее 50 м друг от друга по длине гибкой трубы. При соответствующем обосновании, допускается уменьшение указанного расстояния, исходя из возможного монтажа, ремонта или эксплуатации.

Гидравлический расчёт производится для определения потерь давления при движении жидкости или газа в ПАТ. Величина потерь давления во многом определяется типом транспортируемого по ПАТ вещества, протяжённостью и внутренним диаметром гибкой трубы.

3 Технологический расчет с куста до точки врезки

Для определения целесообразности применения ПАТ при сооружении промышленных нефтепроводов произведем технологический расчет нефтепровода длиной 3,5957 километров, с условным проходом 108 миллиметров, по которому транспортируется $38,5 \text{ м}^3$ сырой нефти в час с плотностью $803,1 \text{ кг/м}^3$ и кинематической вязкостью $4,65 \text{ мм}^2/\text{с}$, при температуре $20 \text{ }^\circ\text{C}$. Объектом расчета примем Юрубчено – Тохомское месторождение, трубопровод от скважины номер 22 до врезки в сборный коллектор АГЗУ.

Целью данного расчета является сравнение потерь на трение при применении стальных труб и ПАТ.

Исходные данные:

- внутренний диаметр: $d = 108 \text{ мм}$;
- длина трубопровода: $L = 3595,7 \text{ м}$;
- часовая пропускная способность: $Q_{\text{сут.}} = 38,5 \text{ м}^3$;
- 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 $20 \text{ }^\circ\text{C}$: $\nu_{20^\circ\text{C}} = 4,65 \text{ мм}^2 / \text{с}$.

3.1 Расчет трубопровода из стальных труб

Для данного расчета принимается труба челябинского трубного завода, изготавливаемая по ГОСТ 550 – 75 «Трубы стальные бесшовные для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Технические условия.» .

Приведем некоторые характеристики данной трубы:

- наружный диаметр: 114 мм ;
- толщина стенки: 6 мм ;
- марка стали: Ст. 20.

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

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

где $Q_{\text{сут.}}$ – суточная пропускная способность, $Q_{\text{сут.}} = 38,5 \text{ м}^3$;

Подставим значение в формулу (1) и вычислим:

$$Q_{\text{сек.}} = \frac{38,5}{3600} = 0,01 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

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

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

где $Q_{\text{сек.}}$ – секундный расход сырой нефти в трубопроводе, $Q_{\text{сек.}} = 0,011 \text{ м}^3 / \text{с}$;

d – внутренний диаметр трубы, $d = 0,108 \text{ м}$.

Подставим значения в формулу (2) и вычислим:

$$v_{\text{cp}} = \frac{4 \cdot 0,011}{3,14 \cdot 0,108^2} = 1,2 \text{ м/с}.$$

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

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

где $v_{\text{ср.}}$ – средняя скорость течения сырой нефти в трубопроводе,

$$v_{\text{ср.}} = 0,715 \text{ м/с};$$

$\nu_{20^{\circ}\text{C}}$ – кинематическая вязкость сырой нефти при 20°C ,

$$\nu_{20^{\circ}\text{C}} = 4,65 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 / \text{с};$$

d – то же, что и в формуле (2).

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

$$\text{Re} = \frac{0,715 \cdot 0,108}{4,65 \cdot 10^{-6}} = 16606,451 \approx 16606.$$

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 λ зависит только от Re);

– зона смешанного трения (λ зависит от Re и относительной шероховатости ε);

– зона квадратичного трения (λ зависит только от ε).

Переходные числа Рейнольдса являются границами зон трения.

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

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

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

где ε – относительная шероховатость труб, ед.

Относительная шероховатость труб определяется по формуле (6):

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

где K_s – эквивалентная шероховатость, мм. Зависит от вида трубы и состояния трубы (таблица 3);

d – то же, что и в формуле (2).

Таблица 3 – Эквивалентная шероховатость труб (данные А. Д. Альтшуля)

Вид трубы	Состояние трубы	K_s , 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	$\frac{2 \div 4}{3}$
Полиэтиленовые	_____	$\frac{0,0015 \div 0,005}{0,00325}$

Примечание: в знаменателе указаны средние значения эквивалентной шероховатости.

Стальная труба в данном расчете является бесшовной и изготавливается по ГОСТ 550 – 75. Соответственно $K_s = 0,014$ мм.

Подставим значение в формулу (6) и вычислим:

$$\varepsilon_{cm.} = \frac{K_s}{d} = \frac{0,014}{0,108} = 0,129.$$

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

$$Re_1 = \frac{10}{0,129} = 77,5,$$

$$Re_2 = \frac{500}{0,108} = 4629,6.$$

Условия существования зон трения таковы:

– гидравлически гладких труб: $2320 < Re < Re_1$, при этом коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле Блазиуса (7):

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \tag{7}$$

где Re – число Рейнольдса, $Re \approx 16606$, ед.

– смешанного трения: $Re_1 < Re < Re_2$, 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 ε – то же, что и в формуле (5);

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 ε – то же, что и в формуле (5).

В данном случае получилась зона квадратичного трения, так как выполняется условие $16606 > 4629,6$.

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

$$\lambda_{\text{ст.}} = 0,11 \cdot 0,129^{0,25} = 0,065.$$

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:

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

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления, ед;

L – длина трубопровода, $L = 3595,7$ м;

$v_{\text{ср.}}$ – то же, что и в формуле (3);

d – то же, что и в формуле (2);

g – ускорение свободного падения, $g = 9,807 \text{ м/с}^2$.

Подставим значения в формулу (10) и вычислим:

$$\Delta h_{\text{тр.}} = 0,065 \cdot \frac{3595,7 \cdot 0,715^2}{0,108 \cdot 2 \cdot 9,807} = 56,41 \text{ м.}$$

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°C , $\rho_{20^\circ\text{C}} = 803,1 \text{ кг/м}^3$;

g – то же, что и в формуле (10);

Δh – потери напора на трение по длине трубопровода, $\Delta h = 56,41 \text{ м}$.

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

$$\Delta p_{\text{ст.}} = 803,1 \cdot 9,807 \cdot 56,41 = 444285,256 \text{ Па} \approx 4,4 \text{ атм.}$$

3.2 Расчет трубопровода из ПАТ

Исходные данные для расчета трубопровода из ПАТ 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 ПАТ принимаем как шероховатость для труб из полиэтилена, согласно таблице 3.

Подставим числа в формулу (6) и вычислим относительную шероховатость ПАТ:

$$\varepsilon_{\text{ПАТ}} = \frac{0,00325}{0,108} = 0,03.$$

Подставим значения в формулы (4) и (5) и вычислим переходные числа Рейнольдса[12]:

$$\text{Re}_{1\text{ПАТ}} = \frac{10}{0,03} = 333,333 \approx 333;$$

$$\text{Re}_{2\text{ПАТ}} = \frac{500}{0,03} = 16666,666 \approx 16666.$$

В данном случае при расчете получилась зона смешанного трения, так как выполняется условие $435 < 16606 < 16666$.

Для зоны смешанного трения определим коэффициент гидравлического сопротивления по формуле Альтшуля (8):

$$\lambda_{\text{ПАТ}} = 0,11 \cdot \left(0,033 + \frac{68}{16606} \right)^{0,25} = 0,048.$$

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

$$\Delta h_{\text{ПАТ}} = 0,048 \cdot \frac{3595,7 \cdot 0,715^2}{0,108 \cdot 2 \cdot 9,807} = 41,653 \text{ м.}$$

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

$$\Delta p_{\text{ПАТ}} = 803,1 \cdot 9,807 \cdot 41,653 = 328059,1 \text{ Па} \approx 3,28 \text{ атм.}$$

Определим процент сокращения потерь на трение при применении трубопровода из ПАТ по формуле (12):

$$\frac{\Delta p_{\text{ст.}} - \Delta p_{\text{ПАТ}}}{\Delta p_{\text{ст.}}} \cdot 100\% , \quad (12)$$

где $\Delta p_{\text{ст.}}$ – потери давления при применении трубопровода из стальных труб,

$$\Delta p_{\text{ст.}} \approx 4,4 \text{ атм};$$

$\Delta p_{\text{ПАТ}}$ – потери давления при применении трубопровода из ПАТ,

$$\Delta p_{\text{ПАТ}} \approx 3,28 \text{ атм.}$$

Подставим значения в формулу (12) и вычислим:

$$\frac{4,4 - 3,28}{4,4} \cdot 100\% = 25,46 \%$$

Потери давления снизились на 25,46 %.

Судя по проведенным расчетам, следует вывод, что целесообразнее применять трубопроводы из ПАТ вместо стальных труб, так как уменьшаются потери напора на трение по длине, что является благоприятным фактором.

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.

4 Экономическое обоснование проекта

Одним из пунктов для сравнения промышленного трубопровода, является экономическая составляющая проекта, а именно сравнение затрат на сооружение и обслуживание трубопроводов из полимерно–армированной трубы и стальной.

За объект расчета примем трубопровод, имеющий длину 3596 метров, расположенный на Юрубчено–Тохомском месторождении, а именно от скважины №22 до места врезки в сборный коллектор АГЗУ (Рисунок 14).

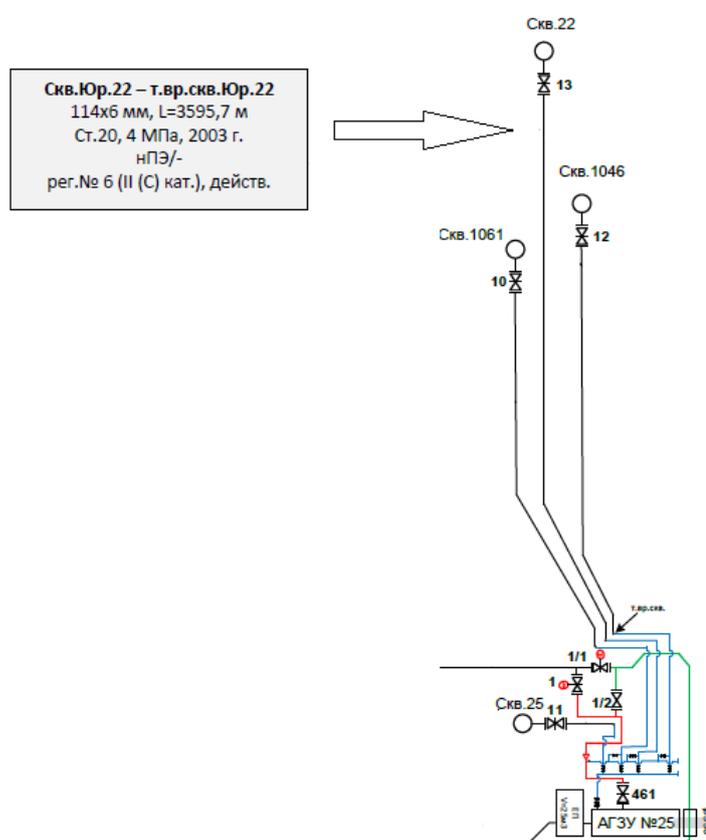


Рисунок 14 – Объект расчета экономической составляющей проекта

Технические характеристики трубопровода, а также его полимерного аналога приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики ПАТ и стальных труб

Технические характеристики	Полимерно-армированная труба	Стальная труба
Марка стали	09Г2С (фитинги)	Ст.20
Наружный диаметр трубы, мм	$D_{ПАТ} = 125$ мм;	$D_{ст.} = 114$ мм;
Внутренний диаметр трубы, мм	$d_{ПАТ} = 100$ мм;	$d_{ст.} = 108$ мм;
Длина трубы, м	$l_{трубы.ПАТ} = 100$ м;	$l_{трубы.ст.} = 11$ м;
Вес трубы, кг	$m_{1м.ПАТ} = 8$ кг.	$m_{1м.ст.} = 16,5$ кг.
Поставщик	ООО «Псковгеокабель» (г. Псков)	ПАО «ЧТПЗ» (г. Челябинск)

Экономическая составляющая проекта заключается в сравнении единовременных и эксплуатационных затрат на сооружение трубопровода из стали или ПАТ.

Единовременные затраты – это затраты, носящие разовый характер в процессе эксплуатации оборудования и включают в себя затраты на монтаж труб и затраты на приобретение и транспортировку труб и расходных материалов.

Эксплуатационные расходы – это текущие затраты на обеспечение работоспособности основных средств на протяжении всего срока их эксплуатации. Эксплуатационные расходы включают в себя амортизационные отчисления от трубопровода и заработную плату со страховыми взносами обслуживающего персонала.

4.1 Единовременные затраты на сооружение трубопровода из стали

Предполагаемый срок сооружения составляет 11 месяцев.

Рассчитаем стоимость единовременных затрат на сооружение промышленного нефтепровода из стальной трубы.

Единовременные затраты на сооружение промышленного нефтепровода включают в себя приобретение оборудования и проведение строительно-монтажных работ. Единовременные затраты определяются по формуле (13):

$$K_{\text{ЕД}} = K_{\text{Об.}} + K_{\text{СМР}}, \quad (13)$$

где $K_{\text{ЕД}}$ – единовременные затраты на сооружение, руб.;

$K_{\text{Об.}}$ – затраты на проведение строительно-монтажных работ, руб.;

$K_{\text{СМР}}$ – затраты на приобретение оборудования и расходных материалов, руб.

Для удобства внесем все единовременные затраты в таблицу номер 5.

Таблица 5 – Единовременные затраты на сооружение промышленного нефтепровода из стальных труб, смета 2021г.

п/п.	Наименование работ и затрат	Цена за единицу с НДС, руб	Количество	Стоимость с НДС, тыс. руб.	Источник цен
1	Доставка труб с завода изготовителя	25	7009 км	175,23	http://trubavoz.ru/dostavka.html
Итого по п.1.				175,23	
2	Подготовительные работы				
2.1	Земляные работы (разработка)	1,372	10788 м ³	14,80	http://www.defsmeta.com/fer20/fer_01/fer-01-01-005-01.php

Продолжение таблицы 5

п/п.	Наименование работ и затрат	Цена за единицу с НДС, руб	Количество	Стоимость с НДС, тыс. руб.	Источник цен
2.2	Транспортировка оборудования на месторождении (тракторный плетевоз)	505,2	3,596 км	1,82	https://www.defsmeta.com/rgsn20/gsn_25/giesn-25-06-011-02.php
Итого по п.2.					16,62
3	Работы по монтажу нефтепровода				
3.1	Сварочно-монтажные работы	26 905,07	3,596 км	96,75	https://www.defsmeta.com/rgsn20/gsn_25/giesn-25-03-011-01.php
3.2	Изоляционные работы	145,95	3596 м	524,87	https://www.defsmeta.com/rgsn20/gsn_25/giesn-25-07-008-08.php
3.3	Сооружение электрохимической защиты (ЭХЗ)	68000	6	408,00	http://www.katodzashita.ru/oborudovanie-ehz/stancii-katodnoj-zawity/41-preobrazovatel.htm
Итого по п.3.				1029,94	
4	Заключительные работы				
4.1	Гидравлическое испытание смонтированного трубопровода	264	3,596 км	0,95	https://www.defsmeta.com/rgsn20/gsn_25/giesn-25-12-012-02.php
4.2	Контроль сварных соединений (Рентгенографический)	131	118,44 м	15,52	https://www.defsmeta.com/rgsn20/gsn_09/giesn-09-05-005-03.php
4.3	Земляные работы (засыпка)	2,76	10788 м ³	29,77	https://akvatemp.ru/price
Итого по п.4.					46,24

Окончание таблицы 5

п/п.	Наименование работ и затрат	Цена за единицу с НДС, руб	Количество	Стоимость с НДС, тыс. руб.	Источник цен
5	Прочие работы и затраты (ГСМ и т.п.)			123,23	https://www.defsmeta.com/rfer14/fer_25_09.php
6	Затраты на приобретение труб и расходников				
6.1	Комплект труб «8732–78, 8731–74, В Трубы бесшовные горячекатанные»	1804	3596 м	6487,18	https://market.chelpipe.ru/
6.2	Сварочные электроды МР–3 Ф2,5	233	350 кг	81,55	https://asvarkov.ru/site_search?search_term=МР–3+Ф2%2C5
6.3	Изоляция трубопровода	187	1800 кг	336,6	https://krasnojarsk.uik-rus.ru/category/lenty-donrad/
Итого по п.6.					6905,33
Итого					8296,59

Подводя итоги таблицы, можно увидеть, что единовременные затраты на сооружение трубопровода длиной 3596 метров составляют 8,296 млн. руб.

4.2 Эксплуатационные затраты на сооружение трубопровода из стали

Одна из составляющих эксплуатационных затрат является амортизация. Амортизация – это процесс возмещения износа основных фондов, происходящий в обычных условиях их функционирования путем перенесения утраченной ими стоимости в денежный эквивалент. Она начисляется ежеме-

сячно с месяца, следующего за месяцем постановки оборудования на учет. Прекращает начисляться с месяцем следующего за месяцем выбытия.

Амортизация начисляется только если стоимость основных фондов более 40 тысяч рублей, в нашем случае это непосредственно трубы и антикоррозионная изоляция трубопровода.

Для расчета амортизации, необходимо знать срок службы, первоначальную стоимость оборудования и метод начисления амортизации.

Существует четыре метода вычисления амортизации по основным средствам:

- линейный метод;
- метод уменьшаемого остатка;
- метод списания стоимости по сумме чисел лет срока полезного использования;
- метод списания стоимости пропорционально объему выпущенной продукции.

Для проводимого расчета будем использовать линейный метод начисления амортизации.

На срок службы трубопровода влияет состав перекачиваемого продукта. Для промысловых нефтепроводов перекачиваемым продуктом является смесь сырой нефти, воды, попутного газа и минеральных примесей, негативно влияющие на срок службы трубопровода. Для расчета выбранного нами участка, принимаем срок службы стальной трубы 12 лет.

Годовые амортизационные отчисления рассчитываются по формуле (14):

$$\sum_{\text{ам}}^{\text{год}} = \frac{H_a^{\Gamma} \cdot ПС}{100}, \quad (14)$$

где H_a^{Γ} – норма амортизации, %;

$ПС$ – первоначальная стоимость без НДС,

$$ПС = \frac{8296,59}{1,2} = 6913,825 \text{ тыс.руб.}$$

Норма амортизации определяется по формуле (15):

$$H_a^r = \frac{100}{T}, \quad (15)$$

где T – срок службы оборудования, в годах.

Подставим значение в формулу (15) и вычислим норму амортизации:

$$H_a^r = \frac{100}{12} = 8,33 \text{ \%}.$$

Подставим значения в формулу (14) и вычислим сумму амортизации за год:

$$\sum_{\text{ам}}^{\text{год}} = \frac{8,33 \cdot 6913,825}{100} = 575,92 \text{ тыс.руб.}$$

Определим затраты на оплату труда в год на обслуживание нефтепровода из стальных труб, с районным коэффициентом 1,6 и северной надбавкой 1,6. Наше месторождение расположено в Эвенкийском районе Красноярского края. Т.к. работы организованы вахтовым методом, следует установить надбавку в размере 75 % от оклада.

Для обслуживания стального трубопровода необходимы следующие работники:

– трубопроводчик линейный, который осуществляет ежедневные осмотры и контроль за параметрами нефтепровода. Так как работа ведется вахтами, количество трубопроводчиков линейных должно быть равно 4;

– сварщик, который проводит работы по ремонту нефтепровода, либо занимается производством вспомогательных элементов для обслуживания нефтепровода. Так как работа ведется вахтами, количество сварщиков должно быть равно 2;

– слесарь–ремонтник, который проводит работы по ремонту нефтепровода, либо занимается ремонтом и обслуживанием запорной арматуры. Так как работа ведется вахтами, количество слесарей–ремонтников должно быть равно 4;

– водитель, который перевозит рабочий персонал на служебной машине по месторождению. Так как работа ведется вахтами, количество водителей должно быть равно 4;

– мастер, который руководит работами по ремонту и обслуживания нефтепровода. Так как работа ведется вахтами, количество мастеров должно быть равно 2.

Общий фонд оплаты труда сведем в таблицу 6.

Зная, что размер страховых взносов за год составляет 30% от заработной платы, рассчитаем их денежный эквивалент по формуле (16):

$$\text{Страховые взносы} = \frac{\text{ФОТ}_{\text{год}} \cdot 30}{100}, \quad (16)$$

где $\text{ФОТ}_{\text{год}}$ – фонд оплаты труда за год, руб.

Подставим значения в формулу (16) и вычислим:

$$\text{Страховые взносы} = \frac{22135668 \cdot 30}{100} = 6640700,4 = 6640,70 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 6 – Расчет ежемесячных затрат на оплату труда для обслуживания нефтепровода

Профессия	Количество	Оклад, руб.	Районный коэффициент 60 % от оклада, руб.	Северная надбавка 60 % от оклада, руб.	Надбавка за работу вахтовым методом 75 %	Итого за месяц на одного работника, руб.	Месячный фонд основной заработной платы, руб.	Источник данных оклада
Трубопроводчик линейный	4	30003	18001,8	18001,8	22502,25	88508,85	354035,4	https://russia.trud.com/salary/692/85724.html
Сварщик	2	59843	19178,4	19178,4	44882,25	143082,05	286164,1	https://russia.trud.com/salary/692/4280.html
Слесарь-ремонтник	4	39393	11651,1	11651,1	29544,75	92239,95	368959,8	https://russia.trud.com/salary/692/52835.html
Водитель	4	59677	16838,7	16838,7	44757,75	138112,15	552448,6	https://russia.trud.com/salary/692/5229.html
Мастер	2	56253	21536,4	21536,4	42189,75	141515,55	283031,1	https://russia.trud.com/salary/692/85724.html
Общий итог за месяц, руб.								1844639
Общий итог за год, руб.								22135668

Определим сумму годовых текущих затрат на обслуживание промышленного нефтепровода из стали по формуле (17):

$$Z_{\text{текущ.}} = \sum_{\text{ам}}^{\text{год}} + \text{ФОТ}_{\text{год}} + \text{Страховые взносы}, \quad (17)$$

где $\sum_{\text{ам}}^{\text{год}}$ – сумма амортизации за год, тыс.руб;

$\text{ФОТ}_{\text{год}}$ – то же, что и в формуле (16);

Страховые взносы – то же, что и в формуле (16).

Подставим числа в формулу (17) и вычислим сумму годовых текущих затрат на обслуживание промышленного нефтепровода из стали:

$$Z_{\text{текущ.}} = 6640,70 + 22135,668 + 575,92 = 29352,288 \text{ тыс.руб.}$$

4.3 Единовременные затраты на сооружение трубопровода из ПАТ

В силу того, что затраты на строительство стального трубопровода и ПАТ мы рассчитываем для одного и того же участка, следовательно и расчет затрат на строительство трубопровода из полимерных материалов будет аналогичен расчету трубопровода из стали. Однако необходимо учитывать некоторые технологические отличия, которые влекут за собой разницу в затратах:

а) разница в сроках эксплуатации – стальной трубопровод 12 лет, ПАТ 40лет;

б) разница в затратах на транспортировку – при том, что стальная труба весит в 2 раза больше чем полимерно–армированная, значит и стоимость доставки будет в 2 раза выше. Так как стоимость доставки напрямую зависит от перевозимого веса;

в) разница в способе транспорта – транспорт стальной трубы производится плетями состоящих из 3 труб. ПАТ транспортируется бухтами по 100 м.;

г) разница в необходимости ЭХЗ – при эксплуатации трубопровода из полимерно–армированной трубы нет необходимости в ЭХЗ и изоляционных материалах и работ по нанесению изоляции;

д) разница в проведении монтажных работ и работ по сварке – в связи с простотой монтажа и сварки ПАТ, происходит уменьшение затрат на данный вид работ;

е) разница в количестве сварных соединений – влечет за собой уменьшение затрат на их контроль (количество швов равняется 20, что на 309 штук меньше).

С учетом данных изменений рассчитаем единовременные затраты на сооружение промышленного нефтепровода из ПАТ.

Сведем единовременные затраты на сооружение промышленного нефтепровода из ПАТ в таблицу 7.

Таблица 7 – Единовременные затраты на сооружение промышленного нефтепровода из ПАТ, смета 2021г.

п/п.	Наименование работ и затрат	Цена за единицу с НДС, руб	Количество	Стоимость с НДС, тыс. руб.	Источник цен
1	Доставка труб с завода изготовителя	25	5600 км	140	http://trubavoz.ru/dostavka.html
Итого по п. 1.				140	_____
2	Подготовительные работы				
2.1	Земляные работы (разработка)	1,372	10788 м ³	14,80	http://www.defsmeta.com/fer20/fer_01/fer-01-01-005-01.php

Продолжение таблицы 7

п/п.	Наименование работ и затрат	Цена за единицу с НДС, руб	Количество	Стоимость с НДС, тыс. руб.	Источник цен
2.2	Транспортировка оборудования на месторождении	505,2	3,596 км	1,82	https://www.defsmeta.com/rgsn20/gsn_25/giesn-25-06-011-02.php
Итого по п.2.				16,62	_____
3	Работы по монтажу нефтепровода				
3.1	Сварочно-монтажные работы	13497,04	3,596 км	48,54	https://www.defsmeta.com/fer14/fer_25_04.php
Итого по п.3.				48,54	_____
4	Заключительные работы				
4.1	Гидравлическое испытание смонтированного трубопровода	264	3,596 км	0,95	https://www.defsmeta.com/rgsn20/gsn_25/giesn-25-12-012-02.php
4.2	Контроль сварных соединений (Рентгенографический)	131	8 м	1,03	https://www.defsmeta.com/rgsn20/gsn_09/giesn-09-05-005-03.php
4.3	Земляные работы (засыпка)	2,76	10788 м ³	29,77	https://akvatemp.ru/price
Итого по п.4.				31,75	_____
5	Прочие работы и затраты (ГСМ и т.п.)			61,615	https://www.defsmeta.com/fer14/fer_25_09.php
6	Затраты на приобретение труб и расходников				
6.1	Комплект труб «ПАТ 140/175-40»	2100	3596 м.	7551,6	http://pskovgeokabel.ru/products/

Окончание таблицы 7

п/п.	Наименование работ и затрат	Цена за единицу с НДС, руб	Количество	Стоимость с НДС, тыс. руб.	Источник цен
6.2	Сварочные электроды МР-3 Ф2,5	233	175 кг	40,78	https://asvarkov.ru/site_search?search_term=МР-3+Ф2%2С5
Итого по п.6.					7592,38
Итого					7890,905

В итоге единовременные затраты на сооружение промышленного нефтепровода из ПАТ составили 7,89 млн. руб., что на 406 тыс. руб. дешевле чем при сооружении нефтепровода из стальных труб.

4.4 Эксплуатационные затраты на сооружение трубопровода из ПАТ

Подставим значение в формулу (15) и вычислим годовую норму амортизации:

$$H_a^r = \frac{100}{40} = 2,5 \text{ \%}.$$

Подставим значения в формулу (14) и вычислим сумму амортизации за год:

$$\sum_{\text{ам}}^{\text{год}} = \frac{2,5 \cdot 7890905}{100 \cdot 1,2} = 164,393 \text{ тыс.руб.}$$

При определении затрат на оплату труда в год на обслуживание нефтепровода ПАТ необходимо учитывать следующие изменения в потребности рабочих:

а) как уже было сказано выше, при применении ПАТ, количество сварочных работ значительно уменьшается, по сравнению со стальным трубопроводом, следовательно для строительства и обслуживания нефтепровода из ПАТ необходимое количество сварщиков сводится к минимальному. Но так как работа организована вахтовым методом, то и разрешенное минимальное количество сварщиков равно двум. В данном расчете количество сварщиков остается прежним, но оклад в данной ситуации уменьшается на 30 %, в связи со значительным уменьшением работы;

б) аналогичная ситуация со слесарями–ремонтниками их требуется меньшее количество, ввиду того, что сокращаются работы по ремонту нефтепровода и запорной арматуры. Сокращаем количество слесарей–ремонтников до минимальных двух человек.

Общий фонд оплаты труда со всеми поправками сведем в таблицу 8.

Сравнивая общий итог за год по ФОТ из таблицы 11 и таблицы 13, мы видим, что на обслуживание нефтепровода из ПАТ требуется на 2,22 млн.руб. в год меньше, чем на обслуживание нефтепровода из стальных труб, за счет сокращения персонала и снижения оклада.

Подставим значения в формулу (16) и вычислим сумму страховых взносов:

$$\text{Страховые взносы} = \frac{19921909,2 \cdot 30}{100} = 5976572,76 \text{ руб.} = 5976,572 \text{ тыс.руб.}$$

Определим сумму годовых текущих затрат на обслуживание промышленного нефтепровода из ПАТ по формуле (17):

$$Z_{\text{текущ.}} = 164,393 + 19921,90 + 5976,572 = 26062,865 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 8 – Расчет ежемесячных затрат на оплату труда для обслуживания нефтепровода

Должность	Количество	Оклад,руб.	Районный коэффициент 60% от оклада , руб.	Северная надбавка 60% от оклада, руб.	Надбавка за работу вахтовым методом 75%	Итого за месяц на одного работника, руб.	Месячный фонд основной заработной платы, руб.	Источник данных оклада
Трубопроводчик линейный	4	30003	18001,8	18001,8	22502,25	88508,85	354035,4	https://russia.trud.com/salary/692/85724.html
Сварщик	2	59843	19178,4	19178,4	44882,25	143082,05	286164,1	https://russia.trud.com/salary/692/4280.html
Слесарь-ремонтник	2	39393	11651,1	11651,1	29544,75	92239,95	184479,9	https://russia.trud.com/salary/692/52835.html
Водитель	4	59677	16838,7	16838,7	44757,75	138112,15	552448,6	https://russia.trud.com/salary/692/5229.html
Мастер	2	56253	21536,4	21536,4	42189,75	141515,55	283031,1	https://russia.trud.com/salary/692/85724.html
Общий итог за месяц, руб.								1660159,1
Общий итог за год, руб.								19921909,2

4.5 Сравнение единовременных и эксплуатационных затрат на сооружение и обслуживание нефтепроводов из ПАТ и из стальных труб

Занесем показатели единовременных затрат на сооружение нефтепровода и текущих годовых затрат на его эксплуатацию и обслуживание для обоих вариантов труб в таблицу 9.

Таблица 9 – Единовременные и текущие затраты на эксплуатацию нефтепроводов из ПАТ и стальных труб

Вид затрат	Из стальных труб	Из ПАТ	Разница в затратах, тыс. руб.	Разница в затратах, %.
Единовременные затраты, тыс.руб.	8296,59	7890,905	405,685	4,9
Текущие затраты, тыс.руб	29352,288	26062,865	3289,423	11,21

На основании данных таблицы 14 построим график (рисунок 15), на котором отобразим единовременные затраты и текущие затраты при использовании для строительства нефтепровода стальных труб и труб ПАТ:

С помощью сравнительного анализа затрат, мы определили, что сооружение и обслуживание нефтепровода более экономично и целесообразно из ПАТ.

По сравнению со стальным нефтепроводом, при применении нефтепровода из ПАТ происходит снижение единовременных затрат на 4,9% (405,69 тыс. руб.).

Снижение текущих затрат при применении ПАТ составляет 11,21% (3289,42тыс. руб.).

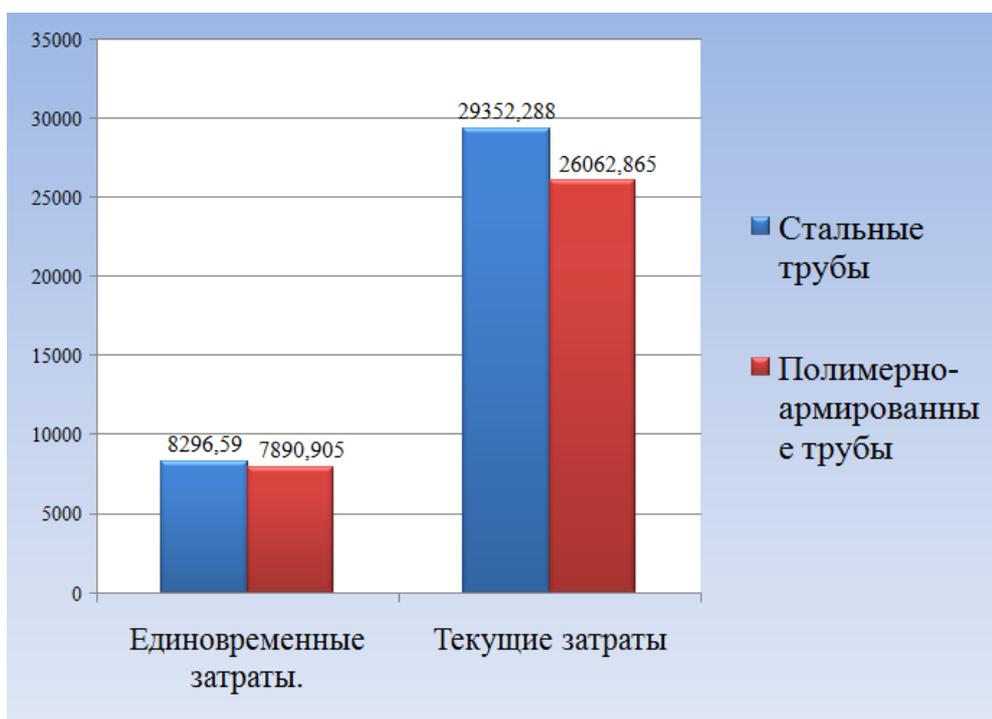


Рисунок 15 – Единовременные и текущие затраты на эксплуатацию нефтепроводов из стальных труб и из полимерно–армированной трубы

Не смотря на большую разницу в закупочной цене ПАТ по сравнению со стальными трубами, их применение более целесообразно, так как снижаются затраты на доставку, сварочные работы, исключается необходимость в ЭХЗ и изоляции.

5 Безопасность и экологичность

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

Действующие нормы и правила направлены на обеспечение безопасной работы на объектах нефтегазовой промышленности, сохранение жизни и здоровья работников.

Благодаря соблюдению этих правил, на производстве удаётся поддерживать установленные нормативные экологические показатели, а также предотвращать возникновение аварийных и чрезвычайных ситуаций.

5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Анализ опасных и вредных производственных факторов, воздействующих на трубопроводчика линейного при сооружении и обслуживании нефтепровода из ПАТ и представлен в таблице 10 [20].

Установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профессиональных заболеваемости и расходов на обязательное социальное страхование по основному виду экономической деятельности. Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, составляют 0,2 % к начисленной оплате труда [21].

При производстве работ возможны следующие аварийные ситуации:

- возгорания;
- взрывы;
- опрокидывание транспорта в траншею;
- обрушения траншеи.

Таблица 10 – Анализ опасных и вредных производственных факторов при сооружении и обслуживании нефтепровода из ПАТ

По природе возникновения	Опасные и вредные производственные факторы
Физические	<ul style="list-style-type: none"> – Падение с высоты. – Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения. – Поражение электрическим током; – Ожоги от перегретых поверхностей.
Химические	<ul style="list-style-type: none"> – Вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм.
Психофизиологические	<ul style="list-style-type: none"> – Физические перегрузки – Эмоциональные перегрузки.
Биологические	<ul style="list-style-type: none"> – Укусы насекомых

5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Местом проведения работ является Куюмбинский лицензионный участок, который расположен в Эвенкийском муниципальном районе Красноярского края.

По системе геологического нефтегазового районирования Юрубчено–Тохомское месторождение расположено в пределах Байкитской нефтегазоносной области в составе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. В тектоническом отношении месторождение приурочено к центральной части Камовскоого свода Байкитской антеклизы. Нефтегазоносность связана с карбонатными и терригенными (песчаники) отложениями вендского и рифейского возрастов. Расположен в Ib (IV) климатическом регионе, со средней температурой воздуха зимних месяцев – 19,5 °С и средней скоростью ветра 3,6 м/с [21].

Климат района работ является арктическим, характеризующимся суровой и продолжительной зимой и коротким прохладным летом. Среднегодовая

температура отрицательная, минус 10...11 °С. Наиболее теплый месяц июль, средняя температура воздуха в июле плюс 16 °С, при максимальных значениях до плюс 30 °С. Наиболее холодные месяцы – январь и февраль, с максимальной температурой – минус 57 °С.

Количество осадков, выпадающих в виде дождя и снега, составляет 450...470 миллиметров в год. Наименьшее их количество приходится на август – сентябрь.

Влажность воздуха в рабочей зоне соответствует окружающей среде с естественной влажностью воздуха 70...80 %.

Работы по сооружению промышленного нефтепровода производятся на открытой площадке в светлое время суток. Запрещается производить работы при температуре –30 °С.

Строительная техника и оборудование располагаются в специальных отапливаемых помещениях и на открытых площадках.

Работы относятся к IV классу опасности по данным о токсической опасности [22].

В связи с тем, что район размещения месторождения находится в зоне Крайнего Севера, установлены перерывы для обогрева рабочих в специальных отапливаемых помещениях.

5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Сооружение нефтепровода из ПАТ производится на открытых площадках. Прокладка полимерно–армированного нефтепровода производится на участке общей площадью отвода под монтажные, сварные и погрузочно–разгрузочные работы, а также под бытовые помещения и дороги.

В местах проезда строительной техники через строящийся нефтепровод и существующие подземные коммуникации предусматривается устройство временного переезда с укладкой дорожных плит или насыпью грунта.

Для доставки строительных материалов на трассу используют дорожную сеть с существующими съездами.

При работах с запорной арматурой предусмотрены поручни высотой 0,9 м.

При работах в зонах повышенного шума и общей вибрации от применяемого при сооружении и эксплуатации нефтепровода оборудования превышает норму предельно допустимых значений 50 децибел [24], при работах использовать противошумные наушники «UVEX».

Работы проводятся при естественном освещении в светлое время суток, при проведении работ в темное время суток, освещённость составляет 32 люкса, что является допустимым по [25]. Достигается данная освещённость путем установки трех прожекторов «ONYX DW», что подтверждается измерениями при проведении оценки условий труда на рабочих местах.

При работах с перегретыми поверхностями используется спецодежда [23]. А именно:

- перчатки для защиты от повышенных температур термостойкие или краги термостойкие;
- костюм из термостойкой ткани (может быть выполнен в виде куртки и брюк или куртки и полукombineзона);
- ботинки кожаные с жестким подноском.

Для снятия стресса, эмоциональных и физических перегрузок предусмотрены зоны досуга и отдыха, в которых персонал может заниматься спортом и отдыхом.

5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Основные вредные вещества, которые выделяются в процессе сваривания полимера и металлических элементов при стыковке полимерно-армированных труб:

- полиэтилен C_2H_4n , который имеет 4 класс опасности и величину ПДК 10 мг/м^3 ;
- оксид марганца Mn_3O_4 , 2 класс опасности, ПДК $0,3 \text{ мг/м}^3$;
- двуокись кремния в виде аэрозоля O_2Si , ПДК 3 мг/м^3 , 3 класс опасности;
- различные фтористые соединения, ПДК $2,5 \text{ мг/м}^3$, 3 класс опасности.

Так как при более высоких температурах фторопласт начинает разлагаться, а при температуре свыше $400 \text{ }^\circ\text{C}$ интенсивно разлагается с выделением бесцветных и не имеющих запаха токсичных продуктов – фтористого водорода, фтористого карбонила, производных циклических соединений. Продукты термического разложения вызывают картину отравления, напоминающую литейную лихорадку.

Признаки острого отравления продуктами разложения фторопласта появляются сразу же после вдыхания или спустя $15...20$ мин. – это слабость, головная боль, головокружение, чувство стеснения в груди, кашель, иногда рвота, резь в глазах, выделение слизи из носа, бледность или синеватая окраска кожных покровов лица, возможно повышение температуры. Пострадавшего необходимо вывести из помещения на свежий воздух, расстегнуть одежду, чтобы облегчить дыхание, уложить, вызвать скорую помощь и до приезда врача непрерывно давать кислород, а при необходимости делать искусственное дыхание.

Перед проведением работ используется газоанализатор ALTAIR 4X от MSA Safety, при превышении норм предельно допустимой концентрации ($0,8$ ПДК) производить работы запрещается.

При сварке металлических элементов применяется ручная электродуговая сварка. Номинальная сила тока должна составлять не менее 250 А , номинальное рабочее напряжение $30...35 \text{ В}$

Заземление при применении полимерно–армированных труб не используется, так как полимерный армирующий слой не проводит электричество, заземление выполняется для металлических конструкций (здвижки,

муфты) с помощью стержневого проводника, диаметром 10...12 мм и длиной 1,5...2,5 м, погружаемого в землю на глубину 1,2...2,2 м. Измеряется состояние заземления прибором ИС–20/1[29].

Для уменьшения или полного исключения воздействия вредных факторов на зрительные органы, а именно попадание пыли, едких веществ, искр металла, работники должны использовать защитные очки либо специальные щитки. Для избегания негативных воздействий от яркого свечения сварки необходимо использовать специальные защитные маски со светофильтром. Для защиты тела от брызг металла, рабочий обязан использовать специальную сварочную термостойкую робу.

5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Возможные причины и источники возникновения пожара при сварочно-монтажных работах:

- горючие материалы на местах проведения сварочных работ;
- возгорание вследствие использования искрообразующего инструмента;
- касание электропровода баллона со сжатым и сжиженным газом; – короткое замыкание;
- человеческий фактор.

Горючие вещества в процессе сварки металлических элементов (оксиды металлов, фтористые соединения) имеют температуру от 2000 до 3000 °С, полимерных труб (полиэтилены, полипропилены) – 200...300 °С.

При работах с металлическими фитингами возможно образование искр, выделение тепла, следовательно категория производства по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории «Г», так как характеризуется наличием веществ и материалов, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени [29].

Сварочное оборудование имеет 1 уровень взрывозащищенности оборудования, обеспечивающийся как при нормальных режимах работы, так и при вероятных повреждениях, зависящих от условий эксплуатации, кроме повреждений средств, обеспечивающих взрывозащищенность.

Строительная площадка должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения:

- вода;
- песок;
- водные растворы;
- пожарные щиты;
- огнетушители;
- противопожарный инвентарь.

Техническое обслуживание огнетушителей должно соответствовать требованиям документации [30].

5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При сварочно–монтажных работах аварийные ситуации могут возникнуть из-за:

- возгорания вследствие попадания осадков на сварочное оборудование, как следствие ожоги разных степеней;
- возгорания вследствие попадания молнии на свариваемые детали или нагревательный элемент, как следствие попадание молнией в рабочих, может привести к летальному исходу;
- обвала стенок траншеи, как следствие физическое повреждение рабочих: переломы, ушибы;
- обрыва строповочных канатов или полотенец, как следствие физическое повреждение рабочих: переломы, ушибы, летальный исход;

– перегруза и падения грузоподъемной машины, как следствие физическое повреждение рабочих: переломы, ушибы, летальный исход;

– короткое замыкание, возникающее из-за человеческого фактора, сопровождающее поражение организма электрическим током.

Для предотвращения подобных ситуаций проводятся меры безопасности на участках сварочно-монтажных работ. Необходимо предоставить сварщику возможность для комфортного проведения работ во избежание падения капель расплавленного металла на работника. Над электросварочными установками, находящимися на открытом воздухе, должны быть сооружены навесы из негорючих материалов для защиты рабочего места сварщика и электросварочного оборудования от атмосферных осадков. Для сварки труб в плети в местах сварки устанавливаются приямки глубиной до 0,5 м.

Свариваемые трубы, детали и корпуса электросварочных аппаратов необходимо заземлить и защитить от пыли и дождя брезентовыми фанерными или изготовленными из кровельной стали чехлами [31].

Во время грозы работы на трассе прекращают, а рабочих удаляют от механизмов и труб в безопасное место. Передвижение механизмов вдоль трассы во время опускания труб разрешается только за пределами призмы обрушения, но не ближе 2 м от бровки траншеи.

Ширина траншеи должна быть не менее 1,5 м а глубина залегания трубы не менее 1 м, при этом величина откоса, зависящая от структуры грунта, должна предотвращать обвал стенок траншеи.

Анализ производственной деятельности представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Анализ производственной деятельности строительной площадки и уязвимость строительной площадки в ЧС

№ п/п	Критерий	Данные
1	назначение объекта, его расположение	Юрубчено–Тохомское месторождение, трубопровод от скважины номер 22 до врезки в сборный коллектор АГЗУ
2	категорию объекта (по группам ГО)	не является городским округом, ближайший населенный пункт в 280 км от месторождения.
3	наличие непрерывных технологических процессов	на объекте планируется сооружение трубопровода от скважины до АГЗУ. Работа планируется вахтовым методом в 2 смены; непрерывных технологических процессов, помимо сооружения трубопровода, не имеется.
4	общая численность работающих и численность наибольшей рабочей смены	общая численность рабочих – 14 человек; наибольшее число рабочих в смену – человек 7
5	наличие индивидуальных защитных сооружений на непрерывных участках производства	не предусмотрены
6	обеспеченность (в процентах) работающих индивидуальными и медицинскими средствами защиты	полная обеспеченность работников всеми необходимыми СИЗ (100%)
7	наличие внешних и внутренних источников для образования вторичных факторов поражения	на рабочей площадке отсутствуют склады ГСМ, легковоспламеняющихся, взрывоопасных материалов, ядовитых веществ.
8	краткая характеристика коммуникаций (электроснабжения и связи, сетей водо-, газо- и теплоснабжения).	электроснабжение предусмотрено от дизельного электрогенератора. На объекте имеется сотовая связь. Центральное водо-газо- и теплоснабжение не предусмотрено.

6 Экологичность проекта

При сооружении промышленного нефтепровода подземной прокладки источниками загрязнения воздуха и почвы являются следующие факторы:

- попадание токсичных материалов на почву;
- переход в парообразное состояние полимера, при сварке.

Для соблюдения требований по охране окружающей среды предусматриваются следующие мероприятия:

- работы по рекультивации всех затронутых участков земли;
- для предупреждения аварийных ситуаций, связанных с повреждением нефтепровода и разлива нефти в почву оборудованы устройства переездов из насыпи минерального грунта, либо из железобетонных плит;
- для предотвращения утечек транспортируемых продуктов в атмосферу предусмотрена локальная герметизация оборудования ПАТ и запорно–регулирующей арматуры.

На каждом этапе строительства организации, принимающие участие в приёмке работ по сооружению ПАТ следят за строгим соблюдением требований защиты окружающей среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия и не допускают нарушений условий землепользования, установленных законодательством по охране природы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были выполнены следующие задачи:

– изучен состав объектов и оборудования системы сбора, подготовки и транспортировки скважинной продукции и определены недостатки применяемых материалов труб;

– рассмотрены инновационные и альтернативные материалы труб для нефтяной и газовой промышленности;

– определен оптимальный вариант применительно к объекту и произведены необходимые расчеты, в результате которых было выявлено, что при сооружении нефтепровода из ПАТ происходит сокращение потерь на трение на 25,46 % по сравнению с нефтепроводом из стальных труб;

– проведен сравнительный анализ затрат на сооружение и обслуживание стального трубопровода и трубопровода из ПАТ, в результате которого было определено, что сооружение и обслуживание нефтепровода более экономично и целесообразно из ПАТ, так как происходит сокращение одновременных и текущих затрат на 4,9 % и 11,21 % соответственно;

– рассмотрены вопросы безопасности и экологичности проекта.

В результате выполненных задач была достигнута цель данной работы, а именно было проведен анализ инновационных и альтернативных материалов для сооружения трубопроводов, которые в силах повысить надежность и долговечность систем сбора и транспортировки углеводородного сырья.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- США – соединенные штаты Америки;
- АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка;
- ЦПС – центральный пункт сбора;
- УПВ – участок подготовки воды;
- УКПН – установка комплексной подготовки нефти;
- КИП – контрольно–измерительный пункт;
- КМ – композитный материал;
- КТ – композитная труба;
- ПАТ – полимерно–армированная труба;
- ПВХ – поливинилхлорид;
- ПДК – предельно допустимая концентрация;
- ПП – полипропилен;
- ПЭ – полиэтилен;
- ПЭВП – полиэтилен высокой плотности;
- ПЭНД – полиэтилен низкого давления;
- СПЭ – сшитый полиэтилен.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Абакумов, А. А. Зарождение магнитоскопии подземных трубопроводов: воспоминания: воспоминания/ А. А. Абакумов. – Москва: Энергоатомиздат, 2005 – 303 с.

2 Composite Pipe [Электронный ресурс]: образовательный ресурс о бестраншейном строительстве и бестраншейных технологиях/ Trenchlesspedia. – Режим доступа <https://www.trenchlesspedia.com/definition/3432/composite-pipe>

3 Нефтяные трубы для перекачки нефти и нефтепродуктов [Электронный ресурс]: ООО «Сафит» [сайт]. – Режим доступа <https://safit.su/oil-pipe.html#prettyPhoto>.

4 Info [Электронный ресурс]: образовательный ресурс о трубопроводном транспорте/ bibliofond. – Режим доступа <https://www.bibliofond.ru/>

5 ВСН 011 – 88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. – Введ. 27.12.1988. – Москва: ВНИИСТ Миннефтегазстрой, 1988 – 243 с.

6 Pipe [Электронный ресурс]: образовательный ресурс о классификации трубной продукции/ kpmtrade.. – Режим доступа <https://kpmtrade.ru/trubnyj-prokat>

7 Мустафанов, Ф. М. Промысловые трубопроводы и оборудование: учебное пособие / Ф. М. Мустафанов – Москва: ОАО «Издательство «Недра», 2004. – 662 с

8 СП 42-103 – 2003 Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов. – Введ. 27.11.2003. – Москва: ЗАО «ПОЛИМЕРГАЗ», 2003 – 98 с.

9 Полиэтиленовые трубы: маркировка, диаметры, характеристики, применение [Электронный ресурс]: советы по строительству для непрофессиональных строителей. – Режим доступа <https://stroychik.ru/strojmaterialy-i-tehnologii/polietilenovye-truby>

10 ВСН 003 – 88 Строительство и проектирование трубопроводов из пластмассовых труб. – Введ. 01.10.1988. – Москва: ВНИИСТ Миннефтегазстрой, 1988.

11 Нечваль, А. М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебное пособие / А.М. Нечваль – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001. – 165 с.

12 Тугунов, П. И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учебное пособие для вузов / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658 с.

13 Производство полимерно–армированной трубы – Компания ЗАО «Полимак» [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.polimak.ru>.

14 Трубопроводный транспорт нефти : Учеб. для ВУЗов в 2 томах / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак – Москва: ООО «Недра–Бизнесцентр», 2002

15 Полиэтиленовые трубы: маркировка, диаметры, характеристики, применение [Электронный ресурс]: советы по строительству для непрофессиональных строителей. – Режим доступа <https://stroychik.ru/strojmaterialy-i-tehnologii/polietilenovye-truby>.

16 Сайт компании «Advanced Plastic Technologies» [Электронный ресурс]: электронный каталог труб из полипропилена. – Режим доступа: <https://www.ppr.co.it/>

17 Шакиров, Р. Н. Использование труб из композитных материалов/ Р. Н. Шакиров / II-я Всероссийская научно–практическая конференция «Трубопроводный транспорт углеводородов» 30–31 октября 2018 г., Омск, Россия.

18 ГОСТ 550 – 75 Трубы стальные бесшовные для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Технические условия. – Введ. 01.01.1977. – Москва : Госстандарт СССР, 1975.

19 ГОСТ 12.0.003 – 74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Введ. 01.01.1976. – Москва : Госстандарт СССР, 1974. – 4 с.

20 Минкин А. Н. Безопасность жизнедеятельности: учебно-методическое пособие / А. Н. Минкин, Е. В. Мусияченко – Красноярск: СФУ, 2016. – 47 с.

21 СНиП 2.05.06 – 85* Магистральные трубопроводы. Введ 01.01.1986. – Москва : Госстрой СССР, 1985. – 78 с.

22 ГОСТ 12.4.011 – 89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. Введ 01.07.1990. – Москва : – Госстандарт СССР, 1989, – 8 с.

23 ГОСТ 12.1.012 – 2004. Вибрационная безопасность (ССБТ). Общие требования. Введ 12.12.2007. – Москва : – Стандартиформ, 2010. – 20 с.

24 ГОСТ 12.1.046 – 85 «ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок». Введ 01.01.1986. – Москва : Госстрой СССР, 1985. – 16 с.

25 ГОСТ 12.1.046 – 85 «ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок». Госстрой СССР, 1985. – 245 с.

26 ГОСТ 31441.1 – 2011 (EN 13463–1:2001) Оборудование неэлектрическое, предназначенное для применения в потенциально взрывоопасных средах. Часть 1. Общие требования (с Поправкой). Введ. 22.12.2011. – Москва : Росстандарт, 2011. – 38 с.

27 ГОСТ 12.1.004 – 91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1). Введ 14.06.1991. – Москва : Госстандарт СССР, 1991. – 95 с

28 Разработка и производство сталеполимерных труб – Компания ООО «Псковгеокабель» [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://pskovgeokabel.ru/>.

29 ПБ 03-108 – 96 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. – Утв. Госгортехнадзором РФ 02.03.95.

30 НПБ 166 – 97 «Пожарная техника. Огнетушители. Требования к эксплуатации». Москва: Министерство труда РФ, 1997 – 96 с.

31 РД 39-132 – 94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. – Введ. 30.12.1993. – Москва: ИПТЭР, 1994.

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

« 24 » июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Трубопроводы из инновационных и альтернативных материалов для
нефтяной и газовой промышленности

Руководитель

 23.06.21

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

Выпускник

 21.06.21

С.С. Ганин

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Трубопроводы из инновационных и альтернативных материалов для
нефтяной и газовой промышленности»

Консультанты

по разделам:

Экономическая часть



И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер



О. Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Трубопроводы из инновационных и альтернативных материалов для нефтяной и газовой промышленности» содержит 81 страницу текстового документа, 31 использованный источник, 6 листов графического материала.

ПРОМЫСЛОВЫЙ НЕФТЕПРОВОД, ТРУБА С ФУТИРОВКОЙ, ПОЛИМЕРНО–АРМИРОВАННАЯ ТРУБА, КОМПОЗИТНАЯ ТРУБА, ПОЛИЭТИЛЕН, СТЕКЛОВОЛОКНО, ПОЛИПРОПИЛЕН, СТАЛЬ

Цель ВКР: провести анализ инновационных и альтернативных материалов для сооружения трубопроводов для повышения надежности и долговечности систем сбора и транспортировки углеводородного сырья.

Задачи ВКР:

- изучить состав объектов и оборудования системы сбора, подготовки и транспортировки скважинной продукции, определить недостатки применяемых материалов труб;
- рассмотреть инновационные и альтернативные материалы труб для нефтяной и газовой промышленности;
- определить оптимальный вариант применительно к объекту, произвести необходимые расчеты;
- рассчитать экономический эффект предлагаемых решений;
- рассмотреть вопросы безопасности и экологичности проекта.