

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа  
Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ / А.Н. Сокольников  
« 23» июня 2020 г.

## **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Обоснование применения полимерно-армированных труб при сооружении  
промышленных трубопроводов

Руководитель канд. техн. наук, доцент

А.Н. Сокольников

Выпускник

В.С. Непомнящих

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:  
«Обоснование применения полимерно-армированных труб в промысловых  
нефтепроводах»

Консультанты  
по разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

А. Н. Минкин

Нормоконтролер

О. Н. Петров

## **РЕФЕРАТ**

Выпускная квалификационная работа по теме «Обоснование применения полимерно-армированных труб в промысловых нефтепроводах» содержит 75 страниц текстового документа, 39 использованных источников, 6 листов графического материала, 17 формул.

**ПОЛИМЕРНО-АРМИРОВАННАЯ ТРУБА, ПРОМЫСЛОВЫЙ  
НЕФТЕПРОВОД, КОМПОЗИТНАЯ ТРУБА, ПОЛИЭТИЛЕН,  
СТЕКЛОВОЛОКНО, ПОЛИПРОПИЛЕН.**

**Цель ВКР:**

Обосновать с технической и экономической точки зрения целесообразность применения полимерно-армированных труб (ПАТ) при сооружении промыслового нефтепровода.

**Задачи ВКР.**

- Провести обзор композитных материалов для трубопроводов.
- Провести сравнительный анализ полимерных материалов, применяемых для производства композитных труб.
- Рассмотреть зарубежный опыт применения ПАТ, провести анализ зарубежных нормативных документов, регулирующих сооружение и эксплуатацию полимерно-армированных трубопроводов.
- Выполнить расчет потерь напора на трение.
- Рассмотреть особенности эксплуатации ПАТ.
- Провести сравнительный анализ затрат на сооружение и обслуживание стального трубопровода и трубопровода из ПАТ.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Обзор композитных труб .....	7
1.1 Трубы из стеклопластика .....	8
1.2 Трубы из полиэтилена .....	9
1.3 Трубы из полипропилена .....	12
1.4 Сравнительный анализ .....	14
2 Опыт зарубежного применения композитных трубопроводов.....	16
2.1 Используемые материалы .....	16
2.2 Характеристики трубопроводов .....	18
2.3 Опыт использования.....	20
2.4 Обзор нормативных документов .....	23
3 Технологический расчет с куста до точки врезки .....	24
3.1 Расчет трубопровода из стальных труб .....	25
3.2 Расчет трубопровода из ПАТ.....	30
4 Особенности эксплуатации ПАТ.....	31
4.1 Подготовительные и земляные работы на трассе.....	31
4.2 Разработка траншеи .....	34
4.3 Прокладка трубопровода.....	36
4.4 Эксплуатационные ограничения .....	40
4.5 Монтаж, демонтаж, рекомендации .....	41
4.6 Оборудование для монтажа фитингов .....	44
4.7 Техническая эксплуатация ПАТ .....	45
4.8 Методы ремонта ПАТ.....	48
5 Безопасность и экологичность.....	53
5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	53
5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ .....	54
5.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования .....	55
5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса .....	56
5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....	56
5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях .....	56
5.7 Экологичность проекта .....	57
6 Экономика.....	58
6.1 Расчет затрат на сооружение стального нефтепровода .....	58

6.1.1 Единовременные затраты.....	58
6.1.2 Эксплуатационные затраты .....	60
6.2 Расчет затрат на сооружение нефтепровода из ПАТ .....	63
6.2.1 Единовременные затраты.....	63
6.2.2 Эксплуатационные затраты .....	65
6.3 Сравнение единовременных и текущих затрат на сооружение и обслуживание нефтепроводов из ПАТ и из стальных труб .....	67
Заключение .....	69
Список сокращений .....	70
Список использованных источников .....	71

## ВВЕДЕНИЕ

В современном мире важнейшими ресурсами, без которых невозможно представить существование человека являются нефть, нефтепродукты и природный газ. Любая сфера промышленности в той или иной степени зависит от данных полезных ископаемых.

Ключевым звеном нефтегазовой отрасли является транспорт нефти, нефтепродуктов, природного газа, а также флюидов, добываемых непосредственно из скважин. Основным видом транспорта в данном случае является трубопроводный.

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

Трубопроводный транспорт обладает весомыми преимуществами по отношению к водному, железнодорожному и остальным видам транспортировки. Но, несмотря на достоинства, трубопроводный транспорт имеет свои недостатки.

Трубы, применяемые для транспорта флюида, нефти и газа в нашей стране в основном металлические. Под действием агрессивной среды трубопроводы достаточно быстро выходят из строя, а именно внутренняя поверхность трубопроводов, которая подвержена постоянным процессам коррозии и механического износа. Со временем, под воздействием этих неблагоприятных воздействий, состояние материала трубы выходит за пределы параметров нормальной эксплуатации, что может привести к аварии.

Для сооружения трубопроводов, возможно использовать альтернативные материалы, такие как композитные, которые не имеют данных недостатков.

Проблема в применении данного материала заключается в том, что на сегодняшний день в России не разработана соответствующая нормативная документация.

## **1 Обзор композитных труб**

Композитные трубы – это трубы, состоящие из композитных материалов. 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. Компоненты делятся на матрицу и армирующие элементы.

Матрица – непрерывный КМ, который придает изделию форму и монолитность, обеспечивает совместную работу армирующих элементов и их защиту от внешних воздействий.

Армирующие элементы – прерывистые элементы в виде нитей, волокон или хлопьев более прочного материала, которые размещены в матрице равномерно, они обеспечивают такие необходимые механические характеристики изделия как прочность, твердость, жесткость и т.д.

Благодаря своему составу КМ сочетают в себе свойства, которыми обладают входящие в них, компоненты, что позволяет получать необходимый комплекс свойств для определенных условий. Примером КМ является железобетон. Матрицей выступает бетон, который обладает такими свойствами как жесткость и хрупкость, а армирующим элементом выступает металл, который обладает такими свойствами как пластичность, прочность и способность работать на растяжение. В результате совмещения этих компонентов получают железобетон, который обладает высокой жесткостью, но в отличие от бетона имеет свойство работать на растяжение.

Композитные трубы (КТ) изготавливаются из термопластов, таких как полиэтилен высокой плотности (ПЭВП), поливинилхлорид (ПВХ), полипропилен (ПП) и стеклопластик [2].

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.

В связи с низким коэффициентом теплового расширения КТ, возможно прокладывать в местах с высокими температурными колебаниями.

Срок службы КТ составляет от 50 до 100 лет [2].

Выделяют следующие виды КТ:

- трубы из стеклопластика;
- трубы из поливинилхлорида;

- трубы из полиэтилена;
- трубы из полипропилена.

## 1.1 Трубы из стеклопластика

Стеклопластик – это КМ, в состав которого входит стекловолокно (армирующий элемент) и термопротивная смола (матрица).

В настоящее время в России эксплуатируется, несколько тысяч километров стеклопластиковых внутрипромысловых трубопроводов.

Конструкция труб из стеклопластика представлена на рисунке 1.

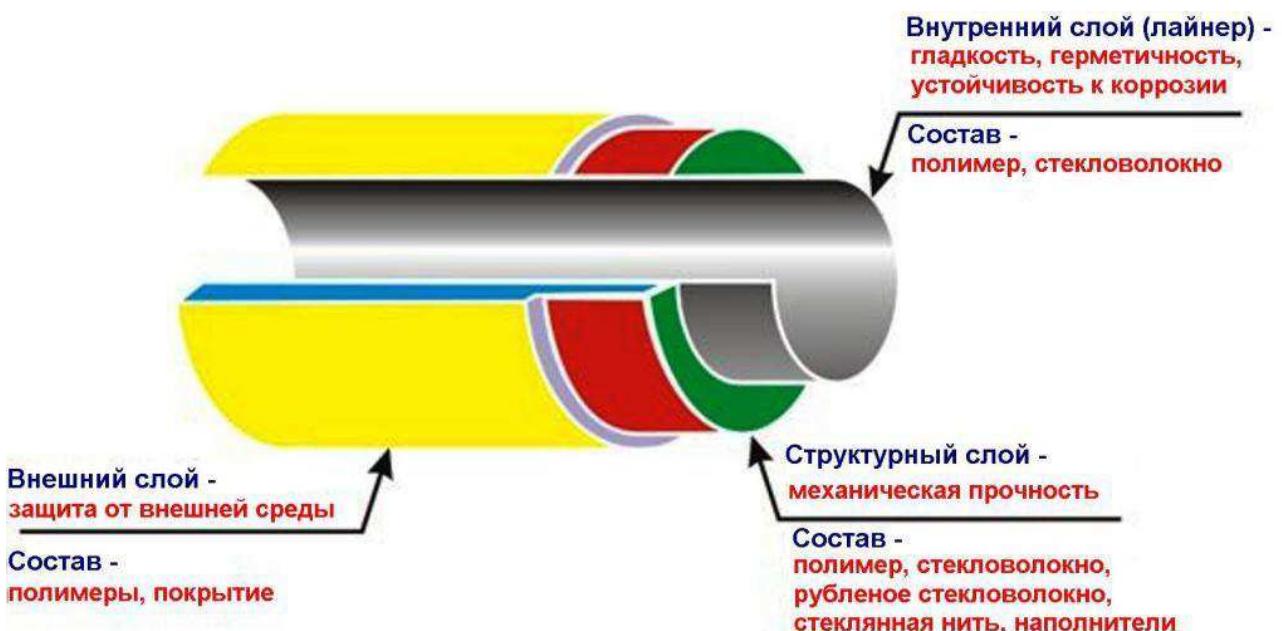


Рисунок 1 – Конструкция трубы из стеклопластика

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°C до + 90°C.

Недостаток:

- неустойчивы к трещинам, при воздействии нагрузки поперек волокон изделия.

Рассматриваемые трубы изготавливаются в соответствии с ГОСТ Р 56277 – 2014 [3].

Данный стандарт регулирует применение и производство композитных труб и фитингов, которые предназначены для надземных и подземных внутрипромысловых трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Внутрипромысловые трубопроводы предназначены для транспорта нефти, а также нефтегазоводяных смесей и эмульсий, сточных вод, нефтепродуктов, газового конденсата, попутного нефтяного газа и других агрессивных сред, которые содержат соли, сероводород, серу и механические примеси, транспортируемых при рабочем давлении до 4 МПа и рабочей температуре в пределах от - 65 до + 90 °C [4].

Технические характеристики [5]:

- длина – 8,6 м;
- рабочее давление – от 2 до 40 МПа;
- рабочая температура – от - 65°C до + 90°C;
- среда – нефть с содержанием сероводорода, углекислый газ, соли, свободный кислород;
- модуль упругости в кольцевом направлении – 17,6 МПа;
- модуль упругости в осевом направлении – 9,1 МПа.

## 1.2 Трубы из полиэтилена

Полиэтиленовые трубы (ПЭ) применяются для транспорта как жидких, так и газообразных веществ.

Различают три вида ПЭ труб в зависимости от способа их изготовления:

- полиэтилен высокого давления (ПЭВД);
- сшитый полиэтилен (СПЭ);
- полиэтилен низкого давления (ПЭНД).

Трубы из ПЭВД получаются менее прочными. Их рекомендуется использовать только для безнапорных систем (без насосов). Конечно, возможно использовать ПЭВД в напорных системах, но в таком случае возникает необходимость повышать прочность за счет увеличения толщины стенок, то есть необходимо введение дополнительных затрат.

Трубы из ПЭНД более прочные и используются в напорных трубопроводах. Они отлично выдерживают перепады давления, однако, хуже гнутся и более хрупкие.

Трубы из СПЭ с алюминиевым армирующим слоем, одновременно обладают высокой прочностью и хорошей гибкостью. Они способны выдерживать давление порядка 20 атмосфер и температуры до +95 °С.

В зависимости от армирующего слоя максимально возможное давление, которое может выдержать ПЭ труба, возрастает до 180 атмосфер. При монтаже трубопровода из сшитого полиэтилена используют фитинги с прокладками.

ПЭ могут выпускаться в виде бухт – «катушек». В таком случае длина трубы может измеряться сотнями метров [6].

Конструкция: 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 (рисунок 2) или из нескольких слоев высокопрочной стальной ленты (рисунок 3), навитой в противоположных направлениях с нахлестом.

Намотка стальных 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.



Рисунок 2 – Труба из ПЭ с алюминиевым армирующим слоем

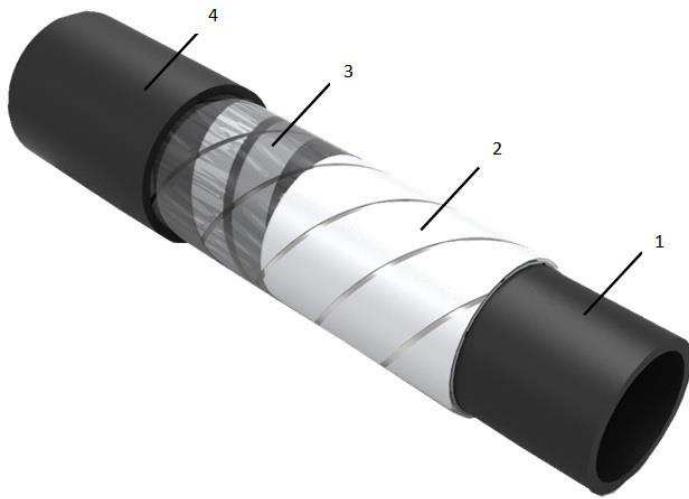


Рисунок 3 – Труба из ПЭ с металлической лентой из углеродистой стали:  
1 – внутренняя оболочка; 2 – армирующий слой; 3 – противоизносный слой; 4 – внешняя оболочка

Армирующий слой повышает сопротивление ПАТ внутреннему и наружному давлению, а также механическим сминающим нагрузкам. Противоизносный слой – это неметаллический слой в виде ленточной обмотки, применяемый в целях уменьшения износа между слоями конструкции, а также для предотвращения попадания расплавленного материала (полимера) в зазоры между металлическими лентами при наложении внешней оболочки.

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.

Преимущества [7]:

- повышенный срок эксплуатации (не менее 20 лет «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;
- рабочая температура – от -60 °C до +60 °C;
- рабочее давление до 18 МПа;
- меньший радиус изгиба трубы;
- выпускается длиной от 200 м до 2800 м;

Недостатки:

- меньшая устойчивость к внешним нагрузкам;

Технические характеристики:

- длина – 200...2800 м;
- рабочее давление – до 18 МПа;
- рабочая температура – от -60 °C до +60 °C;
- среда – нефть с содержанием сероводорода, углекислый газ, соли, свободный кислород.

### **1.3 Трубы из полипропилена**

Полипропилен (ПП) – это термопластичный синтетический неполярный полимер.

Трубы из ПП устойчивы к воздействию кислотных, щелочных и соляных растворов, а также иных неорганических веществ.

На сегодняшний день существуют различные виды ПП труб.

По конструкции различают два вида полипропиленовых труб:

- цельные;
- армированные (комбинированными).

По виду армирования:

- трубы с внешней стороны покрыты 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.

ПП трубы применяются для трубопроводов, транспортирующих воду, сжатый воздух и агрессивные жидкости.

ПП трубы обозначают буквами РН, при этом цифры, указанные на маркировке, отображают максимально допустимое давление жидкости внутри трубы.

Преимущества:

- лёгкий монтаж и транспортировка;
- антикоррозийная стойкость;

- гигиеничность материала. проводимость тока остаётся нулевой, осадка внутри не образуется;

- способны служить полсотни лет.

Недостатки:

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

Современные виды полипропиленовых труб отличаются классической пятислойной металлополимерной конструкцией, изображенной ниже на рисунке 4:



Рисунок 4 – ПП труба с алюминиевым армирующим слоем

В таблице 1 представлена информация о том, как влияет материал армирующего слоя на технические характеристики ПП трубы.

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

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

## 1.4 Сравнительный анализ

Чтобы выбрать оптимальный материал полимера для полимерно-армированной трубы (ПАТ) необходимо провести сравнительный анализ.

Сравним результаты испытаний абразивного и гидроабразивного износов.

Гидроабразивный износ определялся по дармштадскому методу. Данный метод представляет собой следующие испытания: в трубу, длиной 1 метр помещают гидроабразивную смесь, которая состоит из 55 процентов воды и 45 процентов кварцевого песка, состоящим из частиц до 30 миллиметров. Данную трубу раскачивают до частоты 21,6 циклов в минуту, после чего замеряется изменение толщины стенки испытуемой трубы.

Абразивный износ исследуют следующим образом: в трубе, со скоростью 7 метров в секунду протекает жидкость с содержанием 7 процентов и 14 процентов кварцевого песка, после определенного времени проводят замеры и определяют на сколько уменьшился объем материала трубы на 1 метр пути износа.

По проведенным испытаниям наглядно видно, что по износостойкости (рисунки 5, 6) лидируют трубы из ПЭВП остальные испытуемые материалы показали себя хуже.

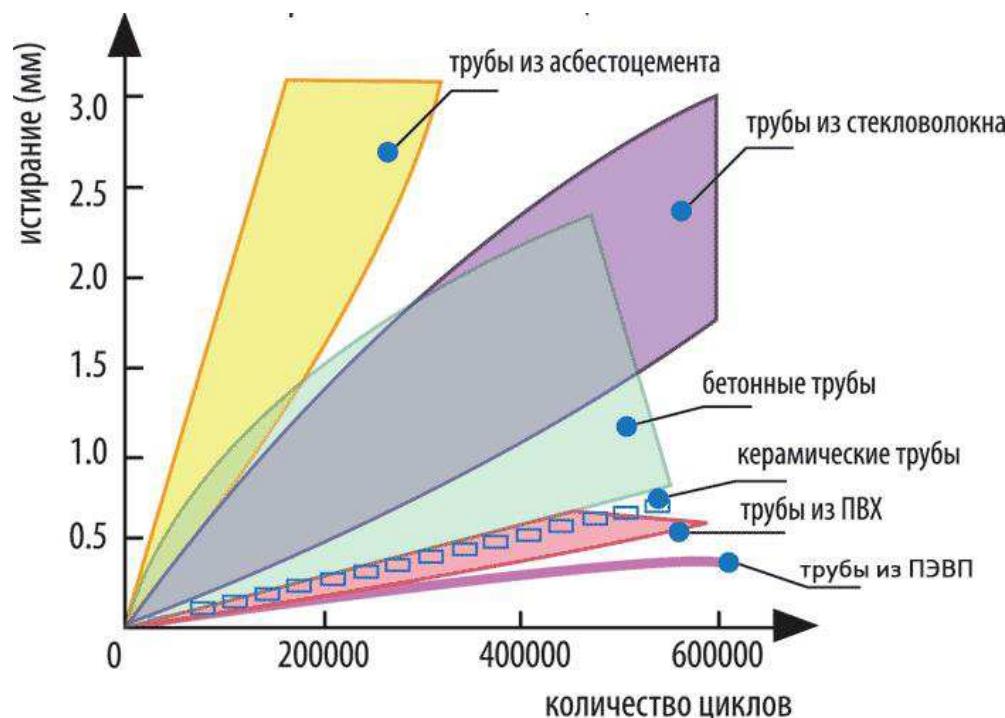


Рисунок 5 – Данные по гидроабразивному износу



Рисунок 6 – Данные по абразивному износу для стальных и ПЭВП труб

На основании рассмотренных выше преимуществ составим таблицу 2, в которой будем сравнивать основные показатели.

Таблица 2 – Сравнительный анализ

	Стеклопластик	Полиэтилен	Полипропилен
Антикоррозионные свойства	Устойчив		
Устойчивость к химическому воздействию	Очень хорошая	Может стать мягким/ухудшаться при воздействии органических веществ/углеводородных растворителей	
Цена, руб./пог.м.	35	21	26
Максимальное давление, МПа	27,6	7	1,6
Максимальная строительная длина, м	9,12	1200	100
Температурный режим, °C	От (-)65 до (+)90	От (-)50 до (+)95	
Удельный вес, кг/м <sup>3</sup>	Легкий, 1800	Очень легкий, 950	Легкий, 1400
Шероховатость внутренней поверхности, мм	0,015	0,002	0,015
Задача от УФ	Отсутствует	Присутствует	Отсутствует
Срок службы, лет	50		

отлично

хорошо

удовлетворительно

С помощью сравнительного анализа, мы выяснили, что наиболее оптимальным вариантом материала для ПАТ является ПЭ.

## **2 Опыт зарубежного применения композитных трубопроводов**

Производством КТ в мировой практике занимаются уже более века.

В 1906 г. на заводе в Казале-Монферрато (Италия) были изготовлены первые асбестоцементные трубы.

В конце 1940-х производством КТ были американские компании – в конце 1940х годов они начали производить стеклопластиковые трубы в сфере водоснабжения.

Использование КТ в нефтегазовой отрасли в Российской Федерации значительно отстает от мирового уровня, особенно от уровня Северной Америки.

### **2.1 Используемые материалы**

Для производства композитных труб за границей Российской Федерации по умолчанию используются следующие композитные материалы:

- стекловолокно;
- полиэтилен;
- полипропилен.

Данные материалы состоят из двух компонентов: матрицы и армирующего волокна (рисунок 7), рассмотрим материалы, из которых производится матрица в мировой практике [8]:

- универсальные полиэфирные смолы – классифицируются как ортофталевые полиэстера, имеют широкий спектр использования в промышленности стекловолоконного армированного пластика (FRP), а также имеют умеренную прочность и коррозионную стойкость, обладают самой низкой ценой на рынке;

- улучшенная полиэфирная смола – классифицируется как изофталевый полиэстер. Хорошая прочность и коррозионная стойкость, стоимость такого материала немного дороже, стоимость универсальных полиэфирных смол;

- смола винилового эфира – технология химического соединения эпоксидной смолы и полиэстера. Обладает отличной коррозионной стойкостью, а также хорошей прочностью, что делает её дороже, относительно полиэфирных смол;

- фумарат бисфенола А – относится к хлорэндиковым смолам, представляет собой экзотический материал для улучшенной коррозионной

стойкости в агрессивных средах, имеет возможность переносить более высокие температуры;

- фенольные смолы – обладают превосходными вышеупомянутыми свойствами, что делает их стоимость значительно дороже, по сравнению с остальными;

- эпоксидные смолы – большое количество доступного сырья для производства, отличные свойства прочности и коррозионной стойкости, широкий диапазон применения, включая перекачку нефти, нефтепродуктов и газа. Стоимость данного материала по соотношению цена-качество более приятная по сравнению с остальными материалами для матрицы [8].

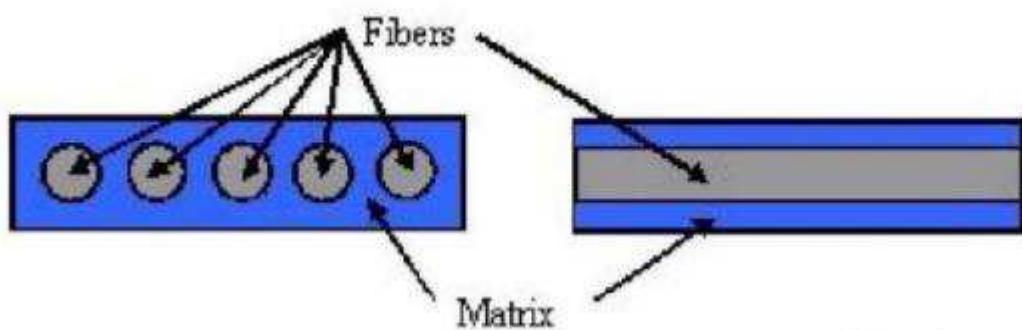


Рисунок 7 – Конструкция композитного материала

Для придания характерных свойств композита к матрице необходимо добавить армирующий слой. Рассмотрим материалы, из которых производятся армирующие волокна композитного материала в мировой практике [8]:

- Е-стекло – обладает хорошими несущими свойствами, самое дешевое волокно, доступно во многих формах, обычно используется в коммерческих и промышленных изделиях, наиболее распространенное применение – намотка армирующего слоя для производства композитных труб;

- S-стекло – обладает лучшими свойствами по сравнению с Е-стеклом, в связи с чем обладает более высокой стоимостью. Обычно используется в аэрокосмической сфере и в сосудах, работающих под высоким давлением;

- арамид – уникальное волокно, при малом весе обладает высочайшей прочностью, стойкостью к механическому воздействию и термостойкостью, плотность данного материала составляет  $\frac{1}{2}$  плотности стекловолокна;

- углерод/графит – обладает отличными свойствами, среди армирующих волокон и самой дорогой стоимостью. Плотность данного материала составляет  $\frac{2}{3}$  (две трети) плотности стекловолокна;

- металлические армирующие слои.

## 2.2 Характеристики трубопроводов

На сайте Baker Hughes зарубежной компании по изготовлению полимерно-армированных труб для нефтяной и газовой промышленностей приводятся следующие технические характеристики для труб из ПЭВД с армирующим слоем из нейлона, таблица 3.

Таблица 3 – Технические характеристики труб ПЭВД компании Baker Hughes [9]:

Показатель	Единицы измерения	Величина			
IPS size	Дюймы	2	3	4	6
Наружный диаметр	Миллиметры	60,33	88,90	114,30	168,28
Внутренний диаметр	Миллиметры	43,66	65,79	85,39	127,08
Вес на единицу длины трубы	Килограмм/метр	1,34	2,75	4,41	9,33
Рабочая температура	Градусы Цельсия	21-140			
Рабочее давление	МПа	1,65-1,03			
Максимальная длина трубы	Метры	2697	1097	701	279
Максимальный вес трубы	Килограммы	3996	3420	3511	3742
Минимальный радиус изгиба	Метры	1,21	1,78	2,29	3,37
Область применения	Транспортировка нефти, нефтепродуктов и природного газа				

На сайте компании Shengli приводятся следующие технические характеристики для труб из стекловолокна, таблица 4 для труб высокого давления и таблица 5 для труб низкого давления.

Таблица 4 – Технические характеристики стекловолоконных труб высокого давления компании Shengli [10]

Показатель	Единицы измерения	Величина			
IPS size	Дюймы	2	3	4	6
Наружный диаметр	Миллиметры	53,30...62,50	82,5...88,2	100,6...116,0	155,2...158
Внутренний диаметр	Миллиметры	48	76-69	94	148,6-135

#### Окончание таблицы 4

Показатель	Единицы измерения	Величина			
IPS size	Дюймы	2	3	4	6
Рабочая температура	Градусы Цельсия	(-)65...(+90)			
Рабочее давление	МПа	10...25	8,5...25	5,5...25	3,5...12
Максимальная длина трубы	Метры	9	9	8,8	8,7
Минимальный радиус изгиба	Метры	40...44	60...64	74...76	111...112
Область применения	Транспортировка нефти, нефтепродуктов и природного газа				

Таблица 5 – Технические характеристики стекловолоконных труб низкого давления компании Shengli [10]

Показатель	Единицы измерения	Величина			
IPS size	Дюймы	10	12	16	20
Наружный диаметр	Миллиметры	258...267,2	312...326	416...422,6	521...530
Внутренний диаметр	Миллиметры	250	300	400	500
Рабочая температура	Градусы Цельсия	(-)65...(+90)			
Рабочее давление	МПа	2,5...6,9	2,5...5,5	2,5...3,5	2,5...3,5
Максимальная длина трубы	Метры	8,6	11,2		
Минимальный радиус изгиба	Метры	170...178	205...230	230...235	250...255
Область применения	Транспортировка нефти, нефтепродуктов и природного газа				

На сайте компании Advanced Plastic Technologies приводятся следующие технические характеристики для труб из полипропилена, таблица 6.

Таблица 6 – Технические характеристики полипропиленовых труб компании Advanced Plastic Technologies [11]

Показатель	Единицы измерения	Величина	
Наружный диаметр	Миллиметры	20...63	75...160
Внутренний диаметр	Миллиметры	14,4...45,8	66...141
Вес на единицу длины трубы	Килограмм/метр	0,112...1,015	0,980...4,400
Рабочая температура	Градусы Цельсия	До 132	
Рабочее давление	МПа	10	12,5
Минимальный радиус изгиба	Метры	0,160...0,500	0,6...1,28
Область применения	Водоснабжение в жилых домах, транспортировка промышленных жидкостей		

### 2.3 Опыт использования

В начале XX в. в промышленности появился новый материал для изготовления труб – асбестоцемент.

Асбестоцемент является огнестойким материалом, состоящим из матрицы (цемент) и армирующего слоя (асbestовые волокна). Присутствие в конструкции волокон асбеста обеспечивает несущую способность, а также придает свойство огнестойкости.

Асбестоцементные трубы, это первые композитные трубы, впервые они были произведены в 1906 году в Казале-Монферрато. Далее в 1913 году было наложено производство труб длиной в 4 метра и диаметром до 0,5 метра обществом «Этернит»

Началом для промышленного изготовления полимерных материалов, особенно термопластов, послужил рост объемов производства и применения КТ.

Первые пластмассовые трубы впервые были изготовлены в 1940-х годах. Они же были впервые применены для самотечных трубопроводов в Германии, странах Скандинавии, а также в Голландии.

Трубы из поливинилхлорида (ПВХ) были впервые изготовлены в 1935-1940-х годах.

В конце 1960-х годов для подземных самотечных трубопроводов применяют трубы из ПЭ и ПВХ, а с конца 1970-х годов стали применять и трубы из ПП [12].

Развитие стекловолокна, было запущенного в 1920-х, но стекловолоконные композитные материалы, не получили широкого

применения, до тех пор, пока они не были показаны на Нью-Йоркской Всемирной Выставке в 1939 году [13].

Как правило, для производства стекловолокна использовались Е-стекло и S-стекло, но были и исключения. Наряду со стандартными армирующими материалами использовались волокна нитрида бора, углеродные волокна, керамические волокна, графитовые волокна и джут. Они также обладали широким спектром свойств и химической стойкостью.

В 1950 трубопровод из стекловолокна стал жизнеспособной альтернативой более дорогому трубопроводу из стали и её сплавов. Стекловолоконная труба предлагалась в том году нефтяной промышленности как решение проблем с коррозией.

Perrault Fibercast Corporation находящаяся в Оклахоме использовала запатентованный процесс для производства первой трубы, построенной из полиэфирной смолы (матрица) и стекловолокна (армирующий слой).

Компания была продана и позже стала Fibercast, Inc, эпоксидные смолы для производства композитных труб были также изменены на более подходившие для химической перерабатывающей промышленности. Это значительно расширило использование стекловолоконной трубы.

AmericoatBondstrand также запустил производство труб в начале 1950-х в южной Калифорнии.

Conley Corporation запатентовала процесс прессования и методологию, используемую в производстве стекловолоконных деталей в 1954.

В середине 1950-х несколько новых игроков вошли в рынок.

Rock Island Oil and Refining Company представила стекловолоконный трубопровод высокого давления и линейку продуктов для скважинных труб, имевших резьбовые соединения. Rock Island Oil and Refining Company позже стала KOCH Fiberglass Products.

A. O. Smith Corporation начала полевые испытания, стекловолоконного трубопровода низкого давления в 1955. Эта линейка продуктов была представлена нефтяной промышленности в 1960.

В период с 1955 г. по 1960 г. дополнительные продукты и производители вошли в рынок. К середине 1960-х стекловолоконные продукты начали использоваться в муниципальной воде и рынках обработки канализации.

Также в этот временной период, производители начали концентрировать свои усилия на разработке национально признанных стандартов и методов испытаний для стекловолоконных трубопроводных систем.

Первой разработанной спецификацией была ASTM D1694, «Standard Specification for Threads (60 °C Stub) for Glass Fiber Reinforced Thermosetting Resin Pipe» была выпущена в 1959 году.

В 1962 была выпущена спецификация ASTM D1599, «Standard Test Method for Short-Time Hydraulic Failure of Plastic Pipe, Tubing and Fittings».

Необходимо отметить, что в тот период времени было разработано большое количество национально признанных стандартов[13].

На сегодняшний день в развитие нормативных документов для композитных трубопроводов вовлечены многие организации, такие как:

- American Society of Testing and Materials (ASTM).
- American Petroleum Institute (API).
- American Water Works Association (AWWA).
- American Society of Mechanical Engineers (ASME).
- National Sanitation Foundation (NSF)
- Underwriters Laboratory, Inc. (UL) и другие.

Основываясь на статистике, собранной по строительству и эксплуатации трубопроводов AER – орган надзора по промышленной безопасности Альберты (Канада) – провел анализ всех видов трубопроводов за последние 15 лет. Данный анализ показал, что производители КТ достигли требуемого уровня надежности для трубопроводов из КМ [14].

Построим графики по отказам на основании статистики, приведенной в CAPP\_CM-Pipe [15]. Графики по отказам отражены на рисунках 8, 9 и 10:

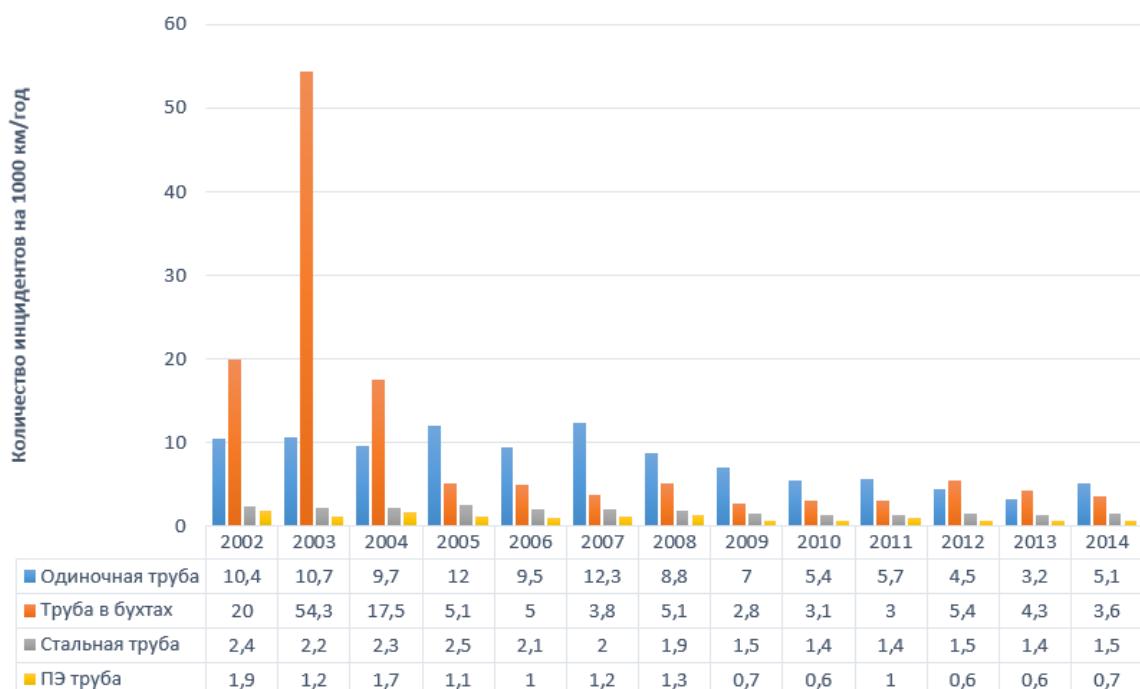


Рисунок 8 – Частота отказов в зависимости от материала трубы

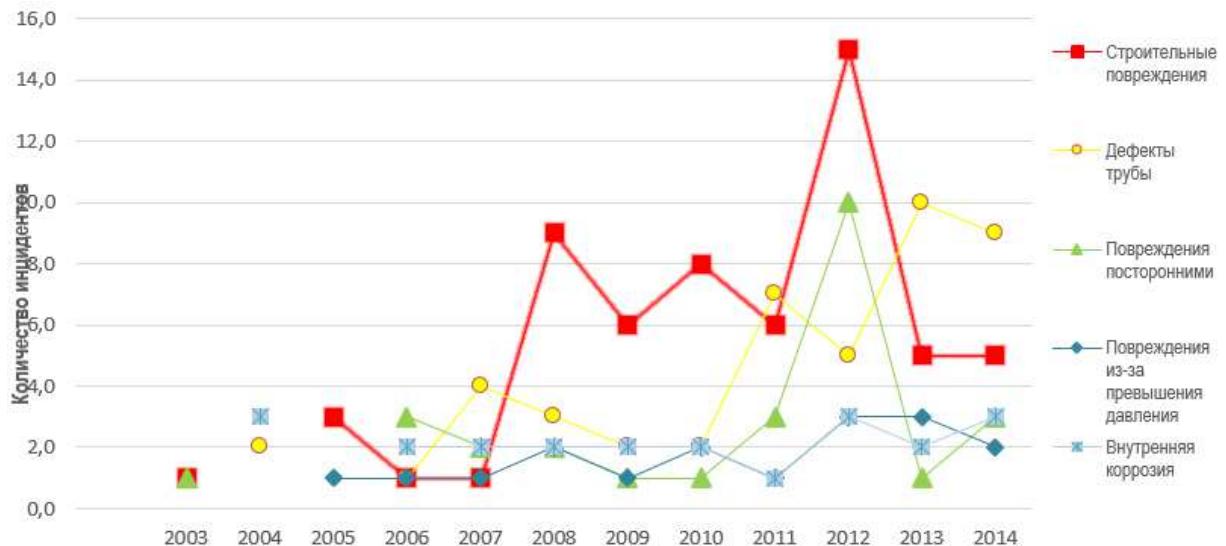


Рисунок 9 – Частота отказов КМТ в бухтах по видам

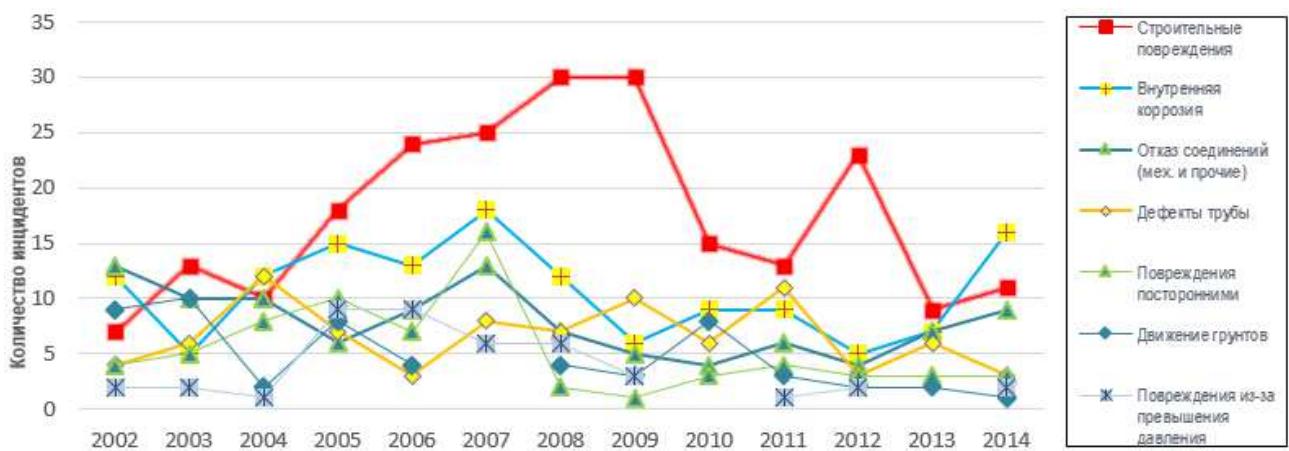


Рисунок 10 – Частота отказов штучных КМТ по видам

## 2.4 Обзор нормативных документов

Из-за недостаточного опыта работы с трубами из КМ в Российской Федерации весьма слабо разработана нормативная база.

За рубежом, ввиду большого опыта эксплуатации трубопроводов из КМ, разработано и утверждено большое количество нормативных документов, регулирующих сооружение, испытание и эксплуатацию полимерно-армированных трубопроводов.

В данном пункте рассмотрим некоторые нормативные документы, и их сферы применения.

А) Specification for High Pressure Fiberglass Line Pipe [16] – данная спецификация распространяется на трубопроводы высокого давления из стекловолокна и детали для труб, перекачивающих производственные

жидкости, нефть, газ, непригодную для питья воду и их смеси в нефтегазовых отраслях.

Данная спецификация касается трубопроводов с наружным диаметром до 254 мм и с рабочим давлением от 35 кгс/см<sup>2</sup> до 350 кгс/см<sup>2</sup> и

Б) Specification For Low Pressure Fiberglass Line Pipe and Fittings [17] – данная спецификация распространяется на трубопроводы низкого давления из стекловолокна и детали для труб, перекачивающих производственные жидкости, нефть, газ, непригодную для питья воду и их смеси в нефтегазовых отраслях.

Данная спецификация касается трубопроводов с наружным диаметром до 610 мм и с рабочим давлением от 10 кгс/см<sup>2</sup> до 70 кгс/см<sup>2</sup>.

В) The Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) [15] – данное руководство предназначено для увеличения осведомленности среди проектировщиков, монтажников и пользователей неметаллических укрепленных сложных трубопроводов, используемых в нефтегазовой промышленности.

Данное руководство касается трубопроводов с наружным диаметром от 51 мм до 1220 мм и с рабочим давлением до 204 кгс/см<sup>2</sup>.

Г) CSA Z662:19 [18] – Национальный Стандарт Канады «Нефтегазовые трубопроводные системы» предназначен для строительства, эксплуатации, обслуживания и испытания трубопроводных систем нефтегазовой промышленности, передающих жидкие углеводороды, включая сырую нефть, многофазные жидкости, конденсат, жидкие нефтепродукты, сжиженный природный газ и сжиженный углеводородный газ.

Данный стандарт касается трубопроводов высокого и низкого давлений с наружным диаметром до 1524 мм включительно.

Зарубежный опыт эксплуатации показывает, что в настоящее время существует множество нормативных документов, регулирующих сооружение и эксплуатацию трубопроводов из ПАТ. Совершенствование ПАТ и нормативной документации к ним, а также их внедрение в производство является актуальной задачей для зарубежных нефтегазовых компаний.

### **3 Технологический расчет с куста до точки врезки**

Для определения целесообразности применения ПАТ при сооружении промысловых нефтепроводов произведем технологический расчет нефтепровода длиной 1 километр, с условным проходом 140 миллиметров, по которому транспортируется 41,1 м<sup>3</sup> сырой нефти в час с плотностью 803,1 кг/м<sup>3</sup> и кинематической вязкостью 4,65 мм<sup>2</sup>/с, при температуре 20°C.

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

Исходные данные:

- внутренний диаметр:  $d = 140$  мм.
- длина трубопровода:  $L = 1000$  м.
- часовая пропускная способность:  $Q_{cym.} = 41,1 \text{ м}^3$ .
- плотность перекачиваемой сырой нефти при  $20^\circ\text{C}$ :  $\rho_{20^\circ\text{C}} = 803,1 \text{ кг/м}^3$ .
- кинематическая вязкость сырой нефти при  $20^\circ\text{C}$ :  $\nu_{20^\circ\text{C}} = 4,65 \text{ мм}^2 / \text{с}$ .

### 3.1 Расчет трубопровода из стальных труб

Для расчета трубопровода из стальных труб, необходимо непосредственно выбрать трубу. Для данного расчета принимается труба челябинского трубного завода, изготавливаемая по ГОСТ 550 – 75 «Трубы стальные бесшовные для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Технические условия» [19].

Приведем некоторые характеристики данной трубы:

- наружный диаметр: 152 мм.
- толщина стенки: 6 мм.
- марка стали: сталь 20.

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

$$Q_{cek.} = \frac{Q_{cym.}}{3600}, \quad (1)$$

где  $Q_{cym.}$  – суточная пропускная способность,  $Q_{cym.} = 41,1 \text{ м}^3$ ;

Подставим значение в формулу (1) и вычислим:

$$Q_{cek.} = \frac{41,1}{3600} = 0,011 \text{ м}^3 / \text{с.}$$

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

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

где  $Q_{cek.}$  – секундный расход сырой нефти в трубопроводе,  $Q_{cek.} = 0,011 \text{ м}^3 / \text{s}$ ;  
 $d$  – внутренний диаметр трубы,  $d = 0,14 \text{ м}$ .

Подставим значения в формулу (2) и вычислим:

$$v_{cp} = \frac{4 \cdot 0,011}{3,14 \cdot 0,14^2} = 0,715 \text{ м/с.}$$

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

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

где  $v_{cp.}$  – средняя скорость течения сырой нефти в трубопроводе,  
 $v_{cp.} = 0,715 \text{ м/с.}$

$\nu_{20^\circ C}$  – кинематическая вязкость сырой нефти при  $20^\circ C$ ,  
 $\nu_{20^\circ C} = 4,65 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 / \text{s};$

$d$  – то же, что и в формуле (2).

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

$$Re = \frac{0,715 \cdot 0,14}{4,65 \cdot 10^{-6}} = 21526,881 \approx 21527.$$

При  $Re < 2320$  сохраняется ламинарный режим течения нефти. При  $Re > 2320$  режим течения нефти становится турбулентным.

Для нашего расчета режим течения нефти – турбулентный.

Существует 3 зоны трения при турбулентном режиме течения:

- зона гидравлически гладких труб (коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  зависит только от  $Re$ );

- зона смешанного трения ( $\lambda$  зависит от  $Re$  и относительной шероховатости  $\varepsilon$ );

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

Переходные числа Рейнольдса являются границами зон трения.

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

$$Re_{1_{cm.}} = \frac{10}{\varepsilon}, \quad (4)$$

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

где  $\varepsilon$  – 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 7);

$d$  – то же, что и в формуле (2).

Таблица 7 – Эквивалентная шероховатость труб (данные А. Д. Альтшуля)

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

$$\varepsilon_{cm.} = \frac{K_s}{d} = \frac{0,014}{0,14} = 0,1.$$

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

$$Re_1 = \frac{10}{0,1} = 100,$$

$$Re_2 = \frac{500}{0,1} = 5000.$$

Условия существования зон трения таковы:

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

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

где  $Re$  – число Рейнольдса,  $Re \approx 21527$ , ед.

- смешанного трения:  $Re_1 < Re < Re_2$ , при этом коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле Альтшуля (8):

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

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

$Re$  – то же, что и в формуле (7).

- квадратичного трения:  $Re > Re_2$ , при этом коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле Шифринсона (9):

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

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

В данном случае получилась зона квадратичного трения, так как выполняется условие  $21527 > 5000$ .

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

$$\lambda_{cm.} = 0,11 \cdot 0,1^{0,25} = 0,062.$$

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

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

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

$L$  – длина трубопровода,  $L = 1000$  м;

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

$d$  – то же, что и в формуле (2);

$g$  – ускорение свободного падения,  $g = 9,807$  м/с<sup>2</sup>.

Подставим значения в формулу (10) и вычислим:

$$\Delta h_{cm.} = 0,062 \cdot \frac{1000 \cdot 0,715^2}{0,14 \cdot 2 \cdot 9,807} = 11,543 \text{ м.}$$

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

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

где  $\rho_{20^\circ C}$  – плотность сырой нефти при температуре  $20^\circ C$ ,  $\rho_{20^\circ C} = 803,1$  кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – то же, что и в формуле (10);

$\Delta h$  – потери напора на трение по длине трубопровода,  $\Delta h = 11,543$  м.

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

$$\Delta p_{cm.} = 803,1 \cdot 9,807 \cdot 11,543 = 90912,688 \text{ Па} \approx 0,9 \text{ атм.}$$

### 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 изменяются 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 7.

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

$$\varepsilon_{PAT} = \frac{0,00325}{0,14} = 0,023.$$

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

$$Re_{1_{PAT}} = \frac{10}{0,023} = 434,783 \approx 435.$$

$$Re_{2_{PAT}} = \frac{500}{0,023} = 21739,130 \approx 21739.$$

В данном случае при расчете получилась зона смешанного трения, так как выполняется условие  $435 < 21527 < 21739$ .

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

$$\lambda_{PAT} = 0,11 \cdot \left( 0,023 + \frac{68}{21527} \right)^{0,25} = 0,044.$$

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

$$\Delta h_{PAT} = 0,044 \cdot \frac{1000 \cdot 0,715^2}{0,14 \cdot 2 \cdot 9,807} = 8,192 \text{ м.}$$

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

$$\Delta p_{PAT} = 803,1 \cdot 9,807 \cdot 8,192 = 64520,206 \text{ Па} \approx 0,64 \text{ атм.}$$

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

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

где  $\Delta p_{cm.}$  – потери давления при применении трубопровода из стальных труб,  
 $\Delta p_{cm.} \approx 0,9$  атм;

$\Delta p_{PAT}$  – потери давления при применении трубопровода из ПАТ,  
 $\Delta p_{PAT} \approx 0,64$  атм.

Подставим значения в формулу (12) и вычислим:

$$\frac{0,90 - 0,64}{0,90} \cdot 100\% = 28,889\%$$

Потери давления снизились на 28,89 %.

Исходя из проведенных расчетов, следует вывод, что при применении трубопровода из ПАТ вместо стальных труб целесообразно, так как уменьшаются потери напора на трение по длине, что является положительным эффектом.

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

## 4 Особенности эксплуатации ПАТ

### 4.1 Подготовительные и земляные работы на трассе

Подготовительные работы проводятся с целью закрепления будущей трассы для прокладки ПАТ на местности, расчистки трассы от леса или других препятствий, подготовки технологических площадок, насыпей, дренажных каналов и т.д.

Трасса ПАТ различных назначений включает в себя:

- трубопровод с отводами, запорной, регулирующей арматурой и переходами через естественные и искусственные препятствия;
- линии и сооружения технологической связи, телемеханики и КИП;
- дороги и подъезды к ним, расположенные вдоль ПАТ;
- линии электропередачи для снабжения электроэнергией узлов установки запорной и другой арматуры (при необходимости);

Сельскохозяйственные земли и лесные угодья, поврежденные при работах по прокладке или ремонту ПАТ и других работах, при которых нарушается почвенный покров, по «Основам земельного законодательства» и действующим СНиП должны быть подвергнуты рекультивации и приведены в пригодное состояние для использования их по назначению.

Земельные участки, отводимые для трассы ПАТ, определяются проектом и оформляются в постоянное пользование в установленном порядке.

Трасса ПАТ, прокладываемая подземно, должна обозначаться знаками высотой 1,5...2,0 метра через каждый километр и в местах поворота трассы. Данные знаки указывают ось трубы, километр и пикет трассы, а также номер телефона эксплуатирующей организации.

В процессе выполнения подготовительных работ особое внимание необходимо уделять:

- на правильность закрепления трассы и на обязательное наличие высотных реперов и створных знаков на углах поворота и прямолинейных участках трассы;
- контролю работ по расчистке трасс от леса в соответствии с требованиями проекта и действующих нормативных документов лесного хозяйства;
- контролю за требованиями, предъявляемыми к фактическим отметкам и ширине планируемой полосы, особенно в зоне разработки траншей;
- контролю качества строительства водопропускных сооружений;
- крутизне откосов при устройстве полок, насыпей, устройстве нагорных и дренажных канав;
- величине уклонов, ширине проезжей части и радиусам поворотов;
- наличию разъездов;
- несущей способности при сооружении временных и ремонте постоянных транспортных коммуникаций;
- мощности, равномерности и качественному составу плодородного слоя почвы.

Перед началом строительства организация, проводящая строительно-монтажные работы должна произвести контроль геодезической разбивочной основы и точек нивелирования.

Готовая трасса должна приниматься по акту.

По проектным решениям определяют способы производства земляных работ при строительстве трубопроводов, они должны соответствовать нормативным документам.

При проведении земляных работ необходимо осуществлять контроль качества и контроль за операциями, который заключается в регулярном наблюдении и проверке соответствия выполняемых работ требованиям проектной и нормативной документации.

В зависимости от характера выполняемой операции (процесса) операционный контроль качества осуществляется непосредственными исполнителями, бригадирами, мастерами или специальными контролерами.

Приборы и инструменты за исключением простейших щупов и шаблонов, предназначенные для контроля качества работ и материалов, должны быть заводского изготовления и иметь утверждённые в установленном порядке паспорта, подтверждающие их соответствие требованиям Государственных стандартов или технических условий.

Выявленные в процессе контроля дефекты, отклонения от проектов и требований отдельных норм и правил или технологических инструкций должны быть исправлены до начала следующих работ.

Операционный контроль качества земляных работ включает в себя:

- проверку правильности переноса фактической оси траншеи и её соответствие проектному положению;
- проверку отметок и ширины полосы для работ роторных экскаваторов (в соответствии с проектами производства работ);
- проверку профиля дна траншеи с замером её глубины и проектных отметок, проверку ширины траншеи по дну;
- проверку откосов траншей в зависимости от структуры грунтов, указанной в проекте;
- проверку толщины слоя подсыпки на дне траншеи и толщины слоя присыпки ПАТ мягким грунтом;
- контроль толщины слоя засыпки и обвалования ПАТ грунтом;
- проверку отметки верха насыпи её ширины и крутизны откосов;
- проверку изменения фактических радиусов кривизны траншей на участках поворота горизонтальных кривых.

С целью комплексного ведения работ необходимо контролировать сменный темп разработки траншеи, который должен соответствовать сменному темпу работ, разработка траншеи в задел, как правило, не допускается.

Приёмку законченных земляных работ осуществляет служба качества с обязательной приёмкой по параметрам земляных сооружений:

- ширине траншеи по дну;
- глубине траншеи;
- величине откосов;
- профилю траншеи;
- отметке верха насыпи при засыпке с оформлением соответствующей документации;

Приёмка земляных сооружений осуществляется комиссиями при сдаче в эксплуатацию всей ПАТ (объекта).

При сдаче законченных объектов строительная организация (генеральный подрядчик) обязана представить заказчику акты приёмки выполненных работ и всю техническую документацию.

## 4.2 Разработка траншеи

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

Если трасса ПАТ будет проходить в скальных породах, то слой рыхлого грунта снимается на всю его глубину до скальных пород. Этот снятый вскрышной грунт впоследствии может быть использован при засыпке траншеи.

Если горизонтальные или вертикальные изменения направления прокладки ПАТ требуют её изгиба, то необходимо для определения минимального радиуса руководствоваться паспортом изделия. Укладывать ПАТ в меньший радиус, чем указано в паспорте запрещено. Эти обстоятельства должны быть учтены при разработке траншеи.

Фактические радиусы поворота траншеи в плане определяются теодолитом.

Соответствие отметок дна траншеи проектному профилю проверяется с помощью геометрического нивелирования. Нивелировка дна траншеи выполняется методами технического нивелирования. Фактическая отметка дна траншеи определяется во всех точках, где указаны проектные отметки в рабочих чертежах.

Контроль правильности переноса оси траншеи в плане производится теодолитом с привязкой к разбивочной оси.

Ширина полосы для прохода роторных экскаваторов контролируется промером стальной лентой или рулеткой. Отметки полосы контролируются нивелиром.

Ширина траншеи по дну в том числе на участках балансировки, а также на участках кривых контролируется шаблонами, опускаемыми в траншеею.

Расстояние от разбивочной оси до стенки траншеи по дну на сухих участках трассы должно быть не менее половины проектной ширины траншеи, и не превышать её более чем на 200 мм, на обводнённых и заболоченных участках – более чем на 400 мм.

Контроль за выполнением земляных работ осуществляет производитель этих работ. По мере выполнения отдельных видов (этапов) земляных работ составляются документы на их приёмку (приёмка постели и глубины заложения дна траншеи, присыпку, засыпку, рекультивацию и т.п.).

Отметки рекультивированной полосы контролируют геометрическим нивелированием. Фактическая отметка полосы определяется во всех точках, где в проекте рекультивации земель указана проектная отметка.

Фактическая отметка должна быть не менее проектной и не превышать её более чем на 100 мм.

На рекультивированных землях с помощью шаблона контролируется высота валика, которая должна быть не менее проектной и при этом не превышать проектную высоту на величину более 200 мм.

Расстояние от оси ПАТ до края насыпи контролируется рулеткой. Крутизна откосов насыпи контролируется шаблоном.

Уменьшение размеров насыпи против проектных допускается не более, чем на 5 %, за исключением толщины слоя грунта над ПАТ на участках вертикальных выпуклых кривых, где уменьшения слоя засыпки над ПАТ не допускается.

При прокладке ПАТ в болотистых и неустойчивых грунтах, прежде всего, необходимо выкопать достаточно глубокую траншеею, чтобы найти устойчивый грунт, для укладки на него ПАТ.

Укрепить болотистый грунт можно с помощью укладываемых материалов, таких как геотекстиль.

#### **4.3 Прокладка трубопровода**

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 грутовых 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 выше 20 % следует предусматривать устройство противоэрозионных 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 облегчённого 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:

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

- от крайнего водоотводного сооружения земляного полотна (кувета, нагорной канавы, разреза) – 3 м.

Б) при прокладке ПАТ через автомобильные дороги:

- 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 проходимостью строительной техники по болотам, согласно СНиП III-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 промысловой 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°.

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.

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 смешена 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.

#### **4.4 Эксплуатационные ограничения**

Значение максимальной рабочей температуры ПАТ указано в паспорте на изделие. Полимер не восстанавливается после перегрева, поэтому очень важно избегать воздействия внешних источников тепла, таких как открытая пламя, сварка, а также контакта гибких труб, входящих в состав ПАТ, с трубопроводами более высокой температуры.

Примечание: при эксплуатации, в нормальных условиях в течение всего срока службы, максимальная рабочая температура не должна превышать значения, установленного в паспорте на изделие.

Минимальная допустимая температура эксплуатации для всех гибких труб, входящих в состав ПАТ, указана в паспорте на изделие.

Примечание: циклы повышения и понижения температуры могут меняться неограниченное количество раз, если они находятся в пределах рабочего диапазона.

Строительство ПАТ при температурах от минус 15 °С до минус 40 °С допускается производить только с предварительным подогревом ПАТ до температуры стенки выше минус 15 °С.

Максимальное рабочее давление ПАТ указано в Паспорте изделия. При работе с гибкими трубами, входящими в состав ПАТ, необходимо быть предельно осторожными и убедиться в том, что максимальное установившееся рабочее давление и гидростатическое давление линии, находящейся в статическом режиме, не превышают допустимое внутреннее давление в любой точке ПАТ. Также, следует убедиться, что уровень давления, повышающийся по причине образования импульсов и других отклонений от нормальной эксплуатации, не превышает допустимое внутреннее давление в любой точке ПАТ.

ПАТ может использоваться при максимальном давлении в диапазоне температур, указанном в паспорте изделия.

Ограничения для армирующего слоя. При эксплуатации ПАТ в пределах проектных параметров, ограничений по армирующему слою нет, так как защитные внутренняя и внешняя оболочки предотвращают армирование от внешнего механического воздействия и воздействия окружающей среды.

Ограничения для внешней оболочки. Полимер обладает дополнительным стабилизирующим компонентом, обеспечивающим защиту от воздействия УФ излучения, позволяя гибким трубам, входящим в состав ПАТ, выдерживать длительное нахождение под прямыми солнечными лучами. Как правило, для внешней оболочки используется полимер, соединённый с углеродной сажей с целью обеспечения сопротивления воздействию УФ лучам в течение всего срока службы.

Внешняя оболочка обладает высокой устойчивостью к истиранию, но в тоже время должна быть защищена от нестандартных контактов. В особенности, гибкие трубы, входящие в состав ПАТ, не предназначены для прямого контакта и контакта при трении с острыми краями или грубыми сварными швами. Эти контакты могут привести к повреждениям, в результате которых гибкие трубы выйдут из строя.

#### **4.5 Монтаж, демонтаж, рекомендации**

Наиболее распространённым методом монтажа является прокладка ПАТ прямо из монтажного прицепа (рисунок 11). Начало ПАТ закреплено иочно удерживается, в то время как прицеп перемещаясь разматывает ПАТ. Данный метод обеспечивает наибольший контроль при ориентировании ПАТ при монтаже, исключает трение наружных поверхностей гибких труб, входящих в состав ПАТ, об предметы, расположенные на грунте. Используя метод прямой прокладки можно быстро и эффективно “запустить” монтаж одновременно нескольких линий.



Рисунок 11 – Прямая прокладка из монтажного прицепа

Другим часто используемым методом является протягивание ПАТ с опорной конструкции барабана (рисунок 12). В данном случае необходимо обратить внимание на дополнительную осевую нагрузку на гибкие трубы, входящие в состав ПАТ, появляющуюся при монтаже. Протягивание ПАТ на позицию часто применяется в тех случаях, когда поверхность для монтажа является неровной или неустойчивой для прицепов.



Рисунок 12 – Перетаскивание на позицию

ПАТ обычно укладываются в траншее – труба разматывается с барабана, в то время как барабан перемещается по маршруту укладки. ПАТ может укладываться непосредственно в траншеею или же рядом с ней (рисунок 13). Положение ПАТ регулируется путём их перемещения или перетаскивания. Если требуется проложить ПАТ в траншеею, при перетаскивании на позицию её можно перенести в траншеею с помощью крана или ковша. Данный способ используется, если укладка выполняется непосредственно с прицепа или перетаскивание на позицию не может быть выполнено по причине наличия траншеи. При монтаже следует быть предельно осторожными и стараться не повредить гибкие трубы, входящие в состав ПАТ. При работе на участках с крупными острыми камнями перед закапыванием необходимо дно траншеи и саму ПАТ засыпать почвой, песком или мелким гравием. После укладки ПАТ можно оставить открытой. Обычно ПАТ остаются открытыми на безопасных участках или же в районах с низкой плотностью населения, отчасти для того, чтобы предотвратить контакт ПАТ с посторонними материалами.



Рисунок 13 – Укладка в траншею

ПАТ идеально подходит для бестраншейного ремонта изношенных трубопроводов (санации) благодаря своей способности обеспечить быстрый ремонт всей конструкции (рисунок 14). При ремонте трубопроводов методом санации ПАТ протаскивается в очищенный повреждённый трубопровод большего диаметра. Изделие диаметром 3 дюйма подойдёт для стандартной стальной линии диаметром 4 дюйма, изделие диаметром 4 дюйма может быть установлено в стальную трубу диаметром 6 дюймов. ПАТ также могут быть установлены вместо отслуживших трубопроводов такого же или подобного размера, с использованием техники разрыва или разделения трубопровода. Успешно выполняется протягивание одного сегмента ПАТ длиной до 2 км, включая несколько изгибов. Главным ограничением является длина проводной линии, которая должны быть протянута через трубопровод для монтажа ПАТ на место. Более длинные отрезки ПАТ могут устанавливаться несколькими сегментами с удобно расположенными углублениями в траншее на интервалах в пределах возможности оборудования проводной линии.



Рисунок 14 – Санация методом «труба в трубе без разрушения» (протягивание ПАТ в повреждённом трубопроводе)

Засыпку ПАТ необходимо производить после его испытаний на прочность. Для предохранения ПАТ от повреждений при его засыпке слежавшимся грунтом, вначале его необходимо присыпать песком или мягким

грунтом на высоту, превышающую наружный диаметр гибких труб, входящих в состав ПАТ, на 150...200 мм.

ПАТ теплоизолированные с подогревом монтируются теми же способами, что и обычные ПАТ. Единственным отличием является соединение токопроводящих жил и подключение трубопровода к станции подогрева. Инструкции по соединению ТПЖ и подключению к станции управления отражены в данном руководстве.

С целью дальнейшего точного определения положения ПАТ при его эксплуатации, поверх присыпки целесообразно уложить изолированный металлический провод (алюминиевый, медный или стальной).

Дальнейшая засыпка ПАТ поверх присыпки производится с помощью бульдозеров, одноковшовых экскаваторов или роторных траншеезасыпателей.

Запрещается уплотнение насыпи над ПАТ вождением тяжёлого оборудования по линии траншеи.

#### **4.6 Оборудование для монтажа фитингов**

Гидравлический пресс для обжимного соединения фитингов с гибкими трубами в полевых условиях, предназначен для работы с фитингами различных конструкций (рисунки 15,16).



Рисунок 15 – Гидравлический пресс для установки фитингов трубных фланцевых и фитингов трубных под приварку.

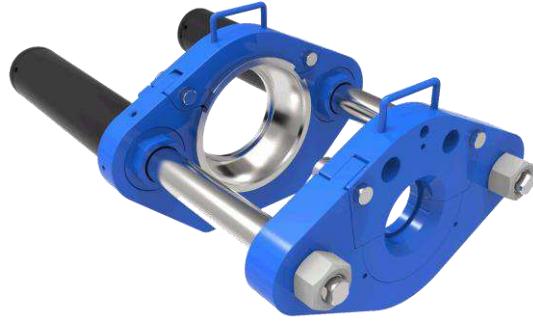


Рисунок 16 – Гидравлический пресс для установки фитингов трубных симметричных, фитингов трубных с фланцем и под приварку.

Гидравлический пресс предназначен для работы с гибкими трубами внутренним диаметром от 50 до 200 мм. Гидравлический пресс следует использовать вместе с гидравлической станцией. Гидравлическая станция имеет следующие параметры: рабочее давление до 250 атм., скоростью потока от 3 л/мин, оснащение функцией управления давлением для обеспечения надлежащего функционирования.

Рабочее давление данной установки для обеспечения герметичности монтажа фитинга к гибкой трубе достигает 250 атм.

Производитель ПАТ при необходимости может рассмотреть вопрос о поставке гидравлической станции, работающей от сети напряжением 380 В. с руководством по эксплуатации оборудования подробной информацией по эксплуатации и обслуживанию данного оборудования.

#### 4.7 Техническая эксплуатация ПАТ

Надежность и безаварийность работы ПАТ и безопасность обслуживания необходимо обеспечивать регулярным наблюдением за трубопроводом и его деталями, регулярным ремонтом участков, отмеченными при осмотре и ревизии, а также заменой всех элементов ПАТ по мере их износа.

Приказом по предприятию из числа инженерно-технических работников назначается лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию ПАТ.

Обслуживание ПАТ поручается только тем лицам, которые достигли 18-летнего возраста и которые прошли обучение по программе технического минимума. Они обязательно должны знать технологические схемы трубопроводов из ПАТ и успешно пройти комиссию по правилам техники безопасности.

В период эксплуатации ПАТ одной из основных обязанностей обслуживающего персонала является контроль параметров транспортируемого

флюида. В случаях наземной укладки ПАТ необходимо постоянное наблюдение и проверка состояния наружной поверхности ПАТ и их деталей: фланцевых соединений, включая крепёж, арматуры и т.п.

Контроль за обслуживанием ПАТ должен осуществляться инженерно-техническими работниками ежедневно, службой по техническому надзору и руководителем цеха должен осуществляться периодически, но не реже чем один раз в год.

Периодические ревизии являются основным способом контроля за безопасной эксплуатацией ПАТ. Данные ревизии проводит служба технического надзора при участии механика и начальником цеха. Сроки проведения ревизии должны обеспечивать надёжную эксплуатацию ПАТ в период между ревизиями. Обычно ревизия ПАТ совмещается с очередным планово-предупредительным ремонтом различных агрегатов или установок. Результаты ревизий служат основанием для оценки состояния ПАТ и возможности его дальнейшей эксплуатации.

При проведении ревизии особое внимание следует уделять участкам, работающим в особо сложных условиях, где наиболее вероятен максимальный износ ПАТ вследствие эрозии, вибрации и других причин. К таким относятся участки, где изменяется направление потока (колена, тройники, врезки, дренажные устройства), а также участки ПАТ перед арматурой и после неё.

При неудовлетворительных результатах ревизии необходимо определить границу дефектного участка ПАТ (осмотреть внутреннюю поверхность, измерить толщину и т.д.).

Необходимо сопоставить результаты ревизии с первоначальными данными, на основании чего необходимо составить акт ревизии ПАТ. Утверждает данный акт главный механик. Указанные в данном акте работы подлежать обязательному выполнению.

В паспорте или эксплуатационном журнале ПАТ представителем отдела технического надзора совместно с лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию ПАТ, делается запись о проведении ревизии с указанием даты проведения и ссылкой на соответствующий акт.

Периодичность осмотра ПАТ путём обхода или объезда устанавливается руководством НГДУ в зависимости от местных условий, сложности рельефа трассы и времени года, результатов предыдущей ревизии и т.д. Внеочередные осмотры производятся после стихийных бедствий, в случае обнаружения утечек нефти и других признаков повреждения трубопроводов. При обходах, объездах и облётах должны соблюдаться соответствующие правила безопасности.

При периодическом обследовании необходимо проверять:

- техническое состояние ПАТ наружным осмотром;
- устранение замечаний по предыдущему обследованию и выполнению мер по безопасной эксплуатации ПАТ, предусмотренных предписаниями органов Госгортехнадзора и службы технического надзора, приказами и распоряжениями по предприятию, актами расследования аварий и протоколами технических совещаний;
- полноту и порядок ведения технической документации по эксплуатации и ремонту ПАТ.

ПАТ, подверженные вибрации, а также фундаменты под опоры и эстакады для них в период эксплуатации должны тщательно осматривать служба технического надзора совместно со старшим механиком цеха, механиком установки и лицом, ответственным за их безопасную эксплуатацию. Выявленные при этом дефекты подлежат немедленному устранению.

Сроки осмотров в зависимости от конкретных условий и состояния ПАТ устанавливает техническое руководство предприятия не реже одного раза в шесть месяцев.

Если при наружном осмотре обнаружены неплотности разъёмных соединений, давление в трубопроводе должно быть снижено до атмосферного, температура внутри ПАТ до + 20 °C, а дефекты устранины с соблюдением необходимых мер по технике безопасности.

Арматура для ПАТ – наиболее ответственный элемент коммуникаций, поэтому должны быть приняты необходимые меры по организации постоянного и тщательного надзора за исправностью арматуры, а также своевременным и высококачественным проведением ревизии и ремонта.

Ревизию и ремонт трубопроводной арматуры, а также приводных устройств арматуры (электро-, пневмо-, гидропровод, механический привод), как правило производят в период ревизии ПАТ, а также во время остановки агрегатов, установок или цехов на ремонт.

Каждое предприятие (или структурное подразделение предприятия), занимающееся добычей нефти и газа, должно разрабатывать конкретный план мероприятий по обеспечению безаварийной работы ПАТ в осенне-зимний и весенний паводковый периоды.

В плане подготовки и эксплуатации ПАТ в зимних условиях должны быть предусмотрены:

- ревизия и ремонт запорной арматуры со сменой летней смазки на зимнюю, проверка арматуры на полное открытие и закрытие, покраска;
- восстановление противопожарных сооружений;
- промывка нефтью тупиковых и непроточных участков ПАТ и арматуры;
- установка указателей и вешек у колодцев на случай заноса их снегом.

В плане мероприятий по подготовке к весеннему паводку должны быть предусмотрены:

- ремонт и укрепление воздушных, подводных или другого типа переходов;
- подготовка аварийно-ремонтной техники, проверка запорной арматуры на полное закрытие и открытие;
- создание временных опорных пунктов в отдельных труднодоступных местах трассы нефтепровода с оснащением необходимой техникой, материалами и инструментами;
- создание необходимого запаса горюче-смазочных материалов;
- восстановление нагорных водоотводных канав, противопожарных сооружений, водопропускных устройств и очистка их от снега;
- ремонт ледорезов в местах возможных заторов льда;
- обрубка льда в урезах рек над подводными переходами;
- подготовка плавучих средств и средств сбора нефти с водной поверхности;
- ремонт мостов через реки и подготовка дорог для прореза аварийно-ремонтной техники;
- назначение дежурных постов на особо ответственных местах.

Мероприятия по подготовке к паводку должны быть согласованы с паводковыми комиссиями при администрациях городов, районов и поселков по местам прохождения ПАТ.

В процессе эксплуатации ПАТ, используемые в качестве подземных нефтепроводов, должны периодически подвергаться осмотру и проверке. Осмотр и проверка проводится по специальному графику, утверждённому руководителем предприятия, ответственным за эксплуатацию, но не реже одного раза в пять лет.

Результаты проверки ПАТ должны заносить в журнал и оформлять актом.

При обнаружении дефектов, устранение которых связано с проведением большого объёма ремонтных работ, ПАТ должен быть остановлен, разработаны соответствующие мероприятия, подготовлены материалы, оборудование и инструменты для проведения таких работ. За своевременное устранение дефектов отвечает лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию ПАТ.

#### **4.8 Методы ремонта ПАТ**

Компания ЗАО «Полимак» представляет 6 видов ремонта ПАТ. Рассмотрим виды ремонта ПАТ, краткое описание технического процесса, материалы и необходимое оборудование.

1) Установка бандажа с уплотнителем (рисунок 17):

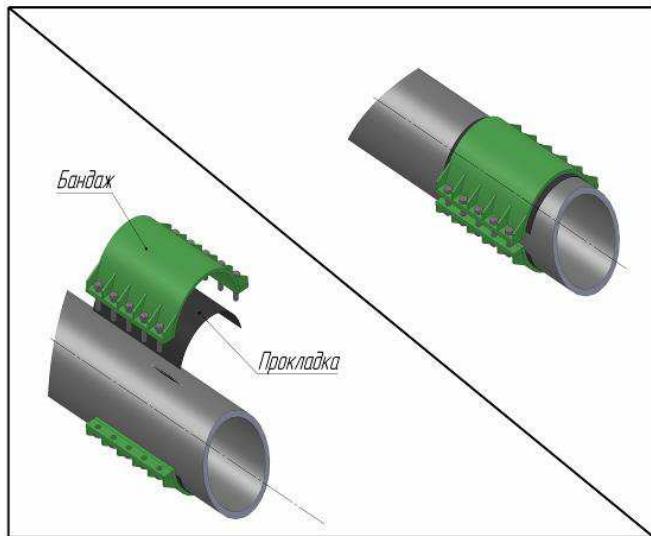


Рисунок 17 – Установка бандажа с уплотнителем

Краткое описание технического процесса: в ходе выполнения данного ремонта обязательным условием является то, что длина дефекта не должна превышать диаметр ремонтируемой трубы, расстояние от края концевого элемента трубы до дефекта должно быть не менее половины диаметра; необходимо предварительно очистить поверхность, после чего стянуть место дефекта для устранения овальности и уменьшения размеров дефекта; накладывают уплотнение, после чего завершают сборку и протяжку бандажа.

Материалы и необходимое оборудование: уплотнение, бандаж, набор гаечных ключей, ветошь.

2) Замена дефектного (дефектных) элемента трубопровода на стальной с помощью фланцевого соединения (рисунок 18):

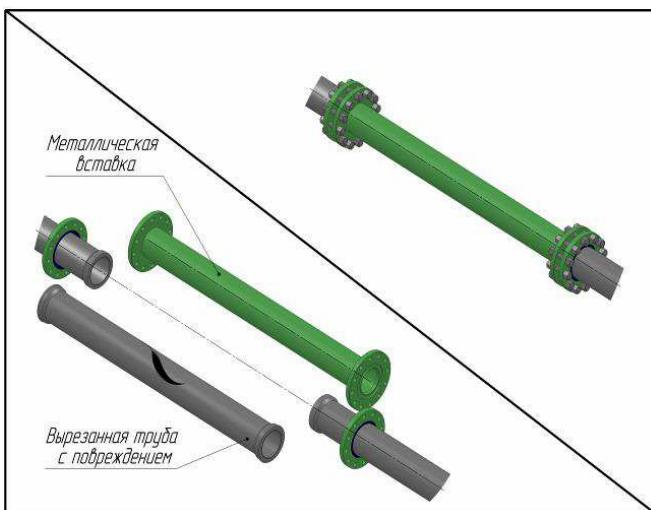


Рисунок 18 – Замена дефектного (дефектных) элемента трубопровода на стальной с помощью фланцевого соединения

Краткое описание технического процесса: необходимо вырезать поврежденный элемент в местах сварки на концевых элементах, после чего производя торцуют поверхность; при помощи разрезных сухарей присоединяют к ремонтируемым концевым элементам ремонтные фланцы; к каждому из ремонтируемых концевых элементов последовательно монтируются через прокладку ответные фланцы с приваренными стальными патрубками; подгоняются патрубки до необходимой длины и производится электродуговая сварка (возможно изготовление ремонтного участка «по месту», без дополнительного сварного соединения).

Материалы и необходимое оборудование: набор ремонтных фланцев с уплотнителем, шпильками, гайками, стальная труба, отводы, пила по металлу, болгарка, торцеватель, центратор, оборудование для электродуговой сварки, набор гаечных ключей.

3) Замена дефектного участка трубы с помощью цангового соединения (рисунок 19):

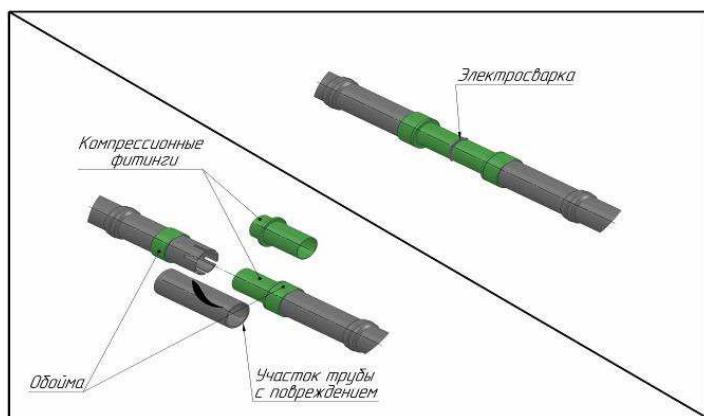


Рисунок 19 – Замена дефектного участка трубы с помощью цангового соединения

Краткое описание технического процесса: вырезают поврежденный участок трубы; с помощью цанговых ремонтных комплектов монтируют переходы Металл-ПАТ; подгоняют длину стальных патрубков и производят электродуговую сварку.

Материалы и необходимое оборудование: цанговые ремонтные комплекты, пила по металлу, центратор, болгарка, набор гаечных ключей, оборудование для электродуговой сварки.

4) Ремонт сварного соединения (рисунок 20):

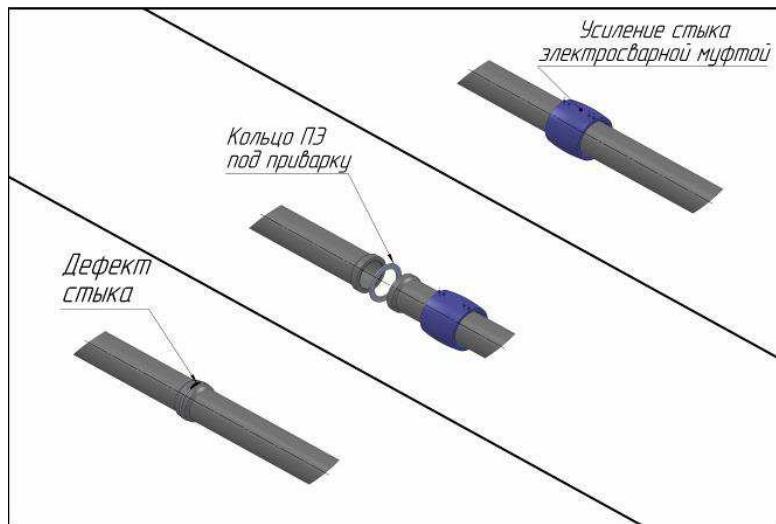


Рисунок 20 – Ремонт сварного соединения

Краткое описание технического процесса: производится резка сварного соединения, после чего торцаются поверхности; удаляют с торцевой поверхности в случае необходимости радиальную арматуру, используя специальное приспособление или круглогубцы; сваркой встык приваривают ремонтное кольцо с целью увеличения зоны сварки и герметизации арматуры (в случае необходимости); производят дополнительную обработку цилиндрических поверхностей свариваемых труб и одеваем муфту, после чего производят сварку встык; удаляют с помощью специального ножа полученный грат, устанавливают муфту и производят усиление сварного стыка с помощью муфты.

Материалы и необходимое оборудование: ремонтные кольца, муфта, оборудование для сварки встык, оборудование для сварки, дополнительное оборудование для обработки полимерной трубы, набор ключей, круглогубцы.

##### 5) Замена дефектного элемента трубопровода (рисунок 21):

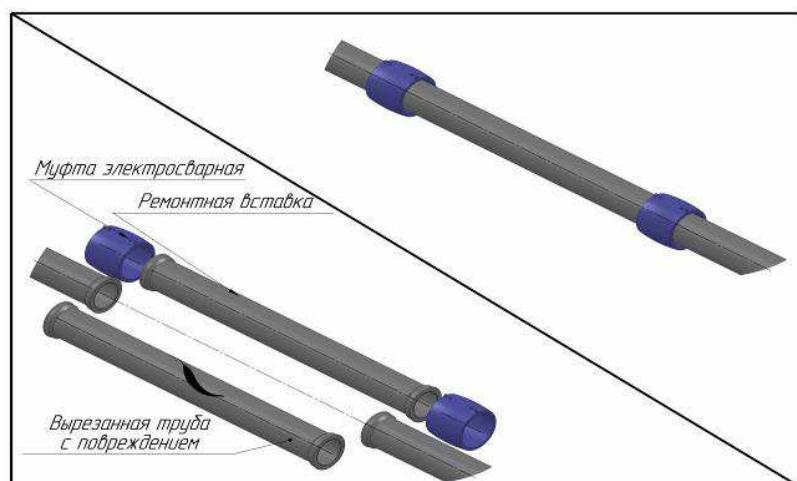


Рисунок 21 – Замена дефектного элемента трубопровода

Краткое описание технического процесса: демонтируют дефектный элемент трубопровода по местам сварного соединения; подбирают элемент необходимого типоразмера (в случае необходимости набирают размер путем последовательной сварки нескольких элементов либо изготавливают элемент необходимой длины в полевых условиях); дальнейшие операции производятся аналогично п. 4

Материалы и необходимое оборудование: ремонтные кольца, муфта, оборудование для сварки встык, оборудование для сварки, дополнительное оборудование для обработки полимерной трубы, набор ключей, круглогубцы

б) Замена дефектного участка трубы, врезка в существующий трубопровод (рисунок 22):

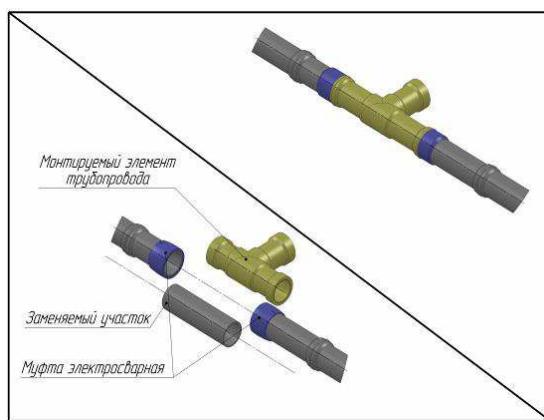


Рисунок 22 – Замена дефектного участка трубы, врезка в существующий трубопровод

Краткое описание технического процесса:

- демонтаж дефектного участка необходимой длины: изготовление законцовок с помощью сварки враструб; сварка встык с последующим усилением муфтой;

- демонтаж дефектного участка необходимой длины: герметизация арматуры с помощью ремонтных колец сваркой встык; монтаж ремонтного патрубка с помощью муфт или армированных муфт в зависимости от рабочего давления.

Материалы и необходимое оборудование: ремонтные кольца, муфта, оборудование для сварки встык, оборудование для сварки, дополнительное оборудование для обработки полимерной трубы, набор ключей, круглогубцы.

## **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.

В связи с этим разработаны определенные нормы и правила, которые предполагают обустройство безопасной работы и соблюдение правил безопасности работником на объектах нефтегазовой промышленности, соблюдение которых обязательно.

Благодаря соблюдению этих правил (норм), производству удаётся сохранять определённые экологические показатели в норме, а также предотвращать ущерб от чрезвычайных ситуаций.

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

При сооружении и эксплуатации нефтепровода из ПАТ на рабочих воздействуют следующие опасные и вредные производственные факторы:

- физические;
- химические;
- психофизиологические;
- биологические.

Проведем анализ опасных и вредных производственных факторов трубопроводчика линейного в соответствии с ГОСТ 12.0.003 [20] при сооружении и обслуживании нефтепровода из ПАТ и занесем эти факторы в таблицу 8.

Таблица 8 – Анализ опасных и вредных производственных факторов при сооружении и обслуживании нефтепровода из ПАТ по ГОСТ 12.03.003

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

Класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профессиональных заболеваемостей и расходов на обязательное социальное страхование по основному виду экономической деятельности «Транспортирование по трубопроводам нефти» – I.

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;
- разливы нефти.

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

Местом проведения работ является Куюбинский лицензионный участок.

В административном отношении Куюбинский лицензионный участок расположен в Эвенкийском муниципальном районе Красноярского края.

В географическом отношении район месторождения занимает центральную часть Нижне-Енисейской возвышенности. Болота мохово-травянистые, I категории. Расположен в Iб (IV) климатическом регионе, со средней температурой воздуха зимних месяцев – 19,5 °C 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  $10 \div 11^{\circ}\text{C}$ . Наиболее теплый месяц июль, средняя температура воздуха в июле плюс  $16^{\circ}\text{C}$ , при максимальных значениях до плюс  $30^{\circ}\text{C}$ . Наиболее холодные месяцы – январь и февраль, с максимальной температурой – минус  $57^{\circ}\text{C}$ .

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

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

Работы по сооружению промыслового нефтепровода производятся на открытой площадке в светлое время суток. Запрещается производить работы при температуре  $-30^{\circ}\text{C}$ .

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

Работы относятся к IV классу опасности по данным о токсической опасности.

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**

Нефтепровод диаметром  $D = 175$  мм, длиной  $L = 1000$  м при рабочем давлении  $P = 2$  МПа относится к IV классу опасности [22].

Сооружение нефтепровода из ПАТ производится на открытых площадках.

При работах возможны укусы зараженных насекомых. В связи с этим к работам допускается застрахованный персонал, прошедший вакцинацию.

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

При работах с электрическим оборудованием используется заземление.

При работах с перегретыми поверхностями используется спецодежда согласно [23].

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 «UVEK».

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

Перед проведением работ используется газоанализатор ALTAIR 4X от MSA Safety, при превышении норм предельно допустимой концентрации (0,8 ПДК) производить работы запрещается по [26].

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**

Содержать инструменты, а также рабочие поверхности приспособлений в чистоте и порядке.

При проведении работ по обслуживанию нефтепровода использовать искробезопасный инструмент, прошедший проверку аттестационной комиссией. [27]

Рабочее напряжение, питающее нагревательную муфту при ремонте ПАТ 40 В [28].

При применении ПАТ заземлены металлические фитинги, заземление выполнено в виде стержневого проводника диаметром 1 см, углубленного в землю на 2 м [29].

Во время выполнения работ использовать средства индивидуальной защиты [23].

## **5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

При работах с ПАТ и деталями трубопроводов соблюдать действующие в нефтяной промышленности правила по противопожарной технике безопасности.

При работах с ПАТ и деталями трубопроводов соблюдать действующие в нефтяной промышленности правила по противопожарной технике безопасности.

Запрещается курить и производить действия, ведущие к воспламенению [30].

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 [31].

Источник возникновения пожара при работе – человеческий фактор.

На площадках обслуживания нефтепровода имеются первичные средства пожаротушения (пожарные щиты) [30].

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

Надёжная безаварийная работа ПАТ и безопасность его эксплуатации

Надёжная безаварийная работа ПАТ и безопасность его эксплуатации обеспечиваются постоянным наблюдением за состоянием ПАТ и её деталей, своевременным ремонтом в объёме, определённом при осмотре и ревизии, а также обновлением всех элементов ПАТ по мере их износа.

Для обеспечения безопасности во время грозы, все работы прекращаются.

Если при вскрытии или обслуживании ПАТ появилась течь нефти, необходимо прекратить работы, заглушить работающие вблизи выхода нефти механизмы, персоналу уйти из опасной зоны, доложить о случившемся руководителю работ и диспетчеру.

В случае возникновения пожара (аварии) следует немедленно вызвать пожарную команду (аварийную бригаду) одновременно приступив к ликвидации пожара (аварии) имеющимися в наличии силами и средствами.

## **5.7 Экологичность проекта**

В соответствии с действующим законодательством, при сооружении и эксплуатации ПАТ предусмотрены мероприятия по охране окружающей среды.

При сооружении промыслового 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.

## 6 Экономика

Для определения целесообразности сооружения промыслового трубопровода из полимерно-армированной трубы (ПАТ) необходимо провести сравнение затрат на сооружение и обслуживание стального трубопровода и трубопровода из ПАТ длиной 1000 метров.

Технические характеристики сравниваемых труб приведены в таблице 9:

Таблица 9 – Технические характеристики ПАТ и стальных труб

Технические характеристики	Полимерно-армированная труба [33]	Стальная труба [32]
Марка стали	09Г2С (фитинги)	Сталь 20
Наружный диаметр трубы, мм	$D_{PAT} = 175$ мм;	$D_{cm.} = 152$ мм;
Внутренний диаметр трубы, мм	$d_{PAT} = 140$ мм;	$d_{cm.} = 140$ мм;
Длина трубы, м	$l_{трубы.PAT} = 200$ м;	$l_{трубы.cm.} = 11$ м;
Вес трубы, кг	$m_{1m.PAT} = 16,3$ кг.	$m_{1m.cm.} = 21,6$ кг.
Изготовитель	ООО «Псковгеокабель» (г. Псков)	ПАО «ЧТПЗ» (г. Челябинск)

Экономическое обоснование выбора сооружения промыслового трубопровода из полимерно-армированной трубы или стальной необходимо провести в разрезе сравнения единовременных и эксплуатационных затрат.

Единовременные включают в себя:

- затраты на приобретение и транспортировку труб и расходных материалов;
- затраты на монтаж труб.

Эксплуатационные состоят из затрат на обслуживание уже сооруженного нефтепровода:

- амортизационные отчисления трубопровода;
- заработка плата и страховые взносы обслуживающего персонала.

### 6.1 Расчет затрат на сооружение стального нефтепровода

#### 6.1.1 Единовременные затраты

Предполагаемый срок строительства составляет 3 месяца.

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

Единовременные затраты на сооружение промыслового нефтепровода связаны с приобретением оборудования и проведением строительно-монтажных работ, определим их по формуле (13):

$$K_{ED} = K_{Ob.} + K_{CMP}, \quad (13)$$

где  $K_{ED}$  – единовременные затраты на сооружение, руб.;

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

$K_{CMP}$  – затраты на приобретение оборудования и расходных материалов, руб.

Сведем единовременные затраты на сооружение промыслового нефтепровода из стальных труб в таблицу 10.

Таблица 10 – Единовременные затраты на сооружение промыслового нефтепровода из стальных труб, смета 2020г.

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	85,54	2500 км	213,85	<a href="http://trubovozov.ru/perevozka-trub-lozjementi">http://trubovozov.ru/perevozka-trub-lozjementi</a> , <a href="https://pecom.ru/services-are/shipping-request/">https://pecom.ru/services-are/shipping-request/</a>
Итого по п.1.				213,85	
2			Подготовительные работы		
2.1	Земляные работы (разработка)	2400	3000 м <sup>3</sup>	7200,00	<a href="https://akvatemp.ru/price">https://akvatemp.ru/price</a>
2.2	Транспортировка оборудования на месторождение (тракторный плетевоз)	7 464,50	1 км	7,46	<a href="https://www.defsmeta.com/rfer14/fer_25_11.php">https://www.defsmeta.com/rfer14/fer_25_11.php</a>
Итого по п.2.				7207,46	
3			Работы по монтажу нефтепровода		
3.1	Сварочно-монтажные работы	26 994,07	1 км	26,99	<a href="https://www.defsmeta.com/rfer14/fer_25_04.php">https://www.defsmeta.com/rfer14/fer_25_04.php</a>
3.2	Изоляционные работы	145,96	1000 м	145,96	<a href="https://www.defsmeta.com/rfer14/fer_25_12.php">https://www.defsmeta.com/rfer14/fer_25_12.php</a>
3.3	Сооружениеэлектрохимической защиты (ЭХЗ)	68000	2	136,00	<a href="http://www.katodzashita.ru/price/price-list-po-oborudovaniju-ehz.htm">http://www.katodzashita.ru/price/price-list-po-oborudovaniju-ehz.htm</a>
Итого по п.3.				308,95	

## Окончание таблицы 10

п/п.	Наименование работ и затрат	Цена за единицу с НДС, руб	Количество	Стоимость с НДС, тыс. руб.	Источник цен
4	Заключительные работы				
4.1	Гидравлическое испытание смонтированного трубопровода	29 056,45	1 участок	29,06	<a href="https://www.defsmeta.com/rfer14/fer_25_17.php">https://www.defsmeta.com/rfer14/fer_25_17.php</a>
4.2	Контроль сварных соединений (Рентгенографический)	2100	92 ед.	193,20	<a href="https://ntc-rad.ru/price-list/">https://ntc-rad.ru/price-list/</a>
4.3	Земляные работы (засыпка)	1200	3000 м <sup>3</sup>	3600,00	<a href="https://akvatemp.ru/price">https://akvatemp.ru/price</a>
Итого по п.4.				3822,26	_____
5	Прочие работы и затраты (ГСМ и т.п.)			34,27	<a href="https://www.defsmeta.com/rfer14/fer_25_09.php">https://www.defsmeta.com/rfer14/fer_25_09.php</a>
6	Затраты на приобретение труб и расходников				
6.1	Комплект труб «8732-78, 8731-74, В Трубы бесшовные горячекатанные»	1804	1000 м	1804	<a href="https://market.chelpipe.ru/">https://market.chelpipe.ru/</a>
6.2	Сварочные электроды МР-3 Ф2,5	258	100 кг	25,80	<a href="https://krasnoyarsk.price.ru/">https://krasnoyarsk.price.ru/</a>
6.3	Изоляция трубопровода	120	500 кг	60,00	<a href="https://anepsteel.tiu.ru/p73616643-izolyatsiya-truboprovoda.html">https://anepsteel.tiu.ru/p73616643-izolyatsiya-truboprovoda.html</a>
Итого по п.6.				1889,8	_____
Итого				13476,39	_____

Единовременные затраты на сооружение промыслового нефтепровода из стальных труб составили 13,48 млн. руб.

### 6.1.2 Эксплуатационные затраты

В годовые текущие затраты включаются: работы по обслуживанию промыслового нефтепровода, заработка плата и страховые взносы.

Амортизация – это денежное выражение износа. Она начисляется ежемесячно 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 трубы и антикоррозионная изоляция трубопровода.

Для того, чтобы начислить амортизацию, необходимо знать следующие данные:

- срок службы;
- первоначальную стоимость оборудования;
- метод начисления амортизации.

Для данного расчета будем использовать линейный метод начисления амортизации.

На срок службы трубопровода влияет состав перекачиваемого продукта. Для промысловых нефтепроводов перекачиваемым продуктом является флюид, то есть смесь сырой нефти, воды, попутного газа и минеральных примесей, что значительно снижает срок службы стальных труб. Для расчета данной задачи принимаем срок службы стальной трубы 12 лет.

Рассчитаем годовые амортизационные отчисления по формуле (14):

$$\sum_{am}^{год} = \frac{H_a^2 \cdot ПС}{100}, \quad (14)$$

где  $H_a^2$  – норма амортизации, %;

$ПС$	$-$	$\text{первоначальная}$	$\text{стоимость}$	$\text{без}$	$\text{НДС,}$
$\frac{13476,39}{1,2}$	$=$	$11230,33$	$\text{тыс.руб.}$		

Норма амортизации определяется по формуле (15):

$$H_a^2 = \frac{100}{T}, \quad (15)$$

где  $T$  – срок службы оборудования, в годах.

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

$$H_a^2 = \frac{100}{12} = 8,33\%.$$

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

$$\sum_{am}^{год} = \frac{8,33 \cdot 11230,33}{100} = 935,47 \text{ тыс.руб.}$$

Определим затраты на оплату труда в год на обслуживание нефтепровода из стальных труб с районным коэффициентом 1,7 и северной надбавкой 1,7 (наше месторождение расположено в районе Крайнего Севера, а именно в Эвенкийском муниципальном районе Красноярского края).

Для обслуживания стального трубопровода длиной 1 километр 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 водителей должно быть равно 2.

Общий фонд оплаты труда сведен в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчет ежемесячных затрат на оплату труда для обслуживания нефтепровода

Профессия	Коли-чество	Оклад, руб.	Районный коэффициент 70 % от оклада , руб.	Северная надбавка 70 % от оклада, руб.	Итого за месяц на одного работника, руб.	Месячный фонд основной заработной платы, руб.
Трубопроводчик линейный[34]	4	56812	39768,4	39768,4	136348,8	545395,2
Сварщик [35]	2	63928	44749,6	44749,6	153427,2	306854,4
Слесарь-ремонтник[36]	4	38837	27185,9	27185,9	93208,8	372835,2
Водитель[37]	4	56129	39290,3	39290,3	134709,6	538838,4
Мастер[38]	2	71788	50251,6	50251,6	172291,2	344582,4
Общий итог за месяц, руб.						2108505,6
Общий итог за год, руб.						25302067,2

Страховые взносы составляют 30 % от заработной платы.

Рассчитаем страховые взносы за год, которые составляют 30% от заработной платы по формуле (16):

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

где  $\Phi OT_{\text{год}}$  – фонд оплаты труда за год, руб.

Подставим значения в формулу (16) и вычислим:

$$\text{Страховые взносы} = \frac{25302067,2 \cdot 30}{100} = 7590620,16 \text{ руб.} = 7590,62 \text{ тыс.руб.}$$

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

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

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

$\Phi OT_{\text{год}}$  – 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 промыслового нефтепровода из стали:

$$Z_{\text{текущ.}} = 935,47 + 25302,07 + 7590,62 = 33828,16 \text{ тыс.руб.}$$

## 6.2 Расчет затрат на сооружение нефтепровода из ПАТ

### 6.2.1 Единовременные затраты

Расчет затрат на сооружение промыслового нефтепровода из ПАТ будет аналогичен расчету затрат на сооружение стального нефтепровода.

При использовании нефтепровода из ПАТ, необходимо учитывать следующие изменения в расчете:

- так как доставка труб с завода изготовителя до месторождения осуществляется автомобильным транспортом (трубовозами), то в связи с

уменьшением веса на единицу длины трубы, затраты на доставку ПАТ уменьшаются по сравнению со стальными на 50%[39];

- срок службы ПАТ составляет 40 лет;
- стоимость «ПАТ140/175-40» за метр взята средне ориентировочно на основе предложенного рынка – 2000 руб. компании «Псковгеокабель» [32].
- в связи с тем, что ПАТ транспортируются намотанными на барабанах, транспортировка оборудования на месторождении снижается (50% от затрат на стальные трубы);
- отсутствие необходимости сооружения ЭХЗ, изоляционно-укладочных работ, а также закупки изоляционных материалов;
- простота сварки и монтажа, в связи с чем уменьшаются затраты на проведение монтажных работ (50 % от затрат на стальные трубы).
- уменьшение затрат на контроль сварных соединений, в связи с уменьшением количества сварных швов до 6 единиц.

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

Сведем единовременные затраты на сооружение промыслового нефтепровода из ПАТ в таблицу 12.

Таблица 12 – Единовременные затраты на сооружение промыслового нефтепровода из ПАТ, смета 2020г.

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	42,77	3660 км	156,54	<a href="http://trubovozov.ru/perevozka-trub-lozjementi">http://trubovozov.ru/perevozka-trub-lozjementi</a> , <a href="https://pecom.ru/services-are/shipping-request/">https://pecom.ru/services-are/shipping-request/</a>
Итого по п.1.				156,54	_____
2	Подготовительные работы				
2.1	Земляные работы (разработка)	2400	3000 м <sup>3</sup>	7200,00	<a href="https://akvatemp.ru/price">https://akvatemp.ru/price</a>
2.2	Транспортировка оборудования на месторождении	7 464,50	1 км	7,46	<a href="https://www.defsmeta.com/rfer14/fer_25_11.php">https://www.defsmeta.com/rfer14/fer_25_11.php</a>
Итого по п.2.				7207,46	_____
3	Работы по монтажу нефтепровода				
3.1	Сварочно-монтажные работы	13497,04	1 км	13,50	<a href="https://www.defsmeta.com/rfer14/fer_25_04.php">https://www.defsmeta.com/rfer14/fer_25_04.php</a>
Итого по п.3.				13,50	_____

Окончание таблицы 12

4	Заключительные работы				
4.1	Гидравлическое испытание смонтированного трубопровода	29 056,45	1 участок	29,06	<a href="https://www.defsmeta.com/rfer14/fer_25_17.php">https://www.defsmeta.com/rfer14/fer_25_17.php</a>
4.2	Контроль сварных соединений (Рентгенографический)	2100	6 ед.	12,60	<a href="https://ntc-rad.ru/price-list/">https://ntc-rad.ru/price-list/</a>
4.3	Земляные работы (засыпка)	1200	3000 м <sup>3</sup>	3600,00	<a href="https://akvatemp.ru/price">https://akvatemp.ru/price</a>
Итого по п.4.				3641,66	_____
5	Прочие работы и затраты (ГСМ и т.п.)			17,14	<a href="https://www.defsmeta.com/rfer14/fer_25_09.php">https://www.defsmeta.com/rfer14/fer_25_09.php</a>
6	Затраты на приобретение труб и расходников				
6.1	Комплект труб «ПАТ 140/175-40»	2000	1000 м.	2000	_____
6.2	Сварочные электроды МР-3 Ф2,5	258	50 кг	12,90	<a href="https://krasnoyarsk.price.ru/">https://krasnoyarsk.price.ru/</a>
Итого по п.6.				2012,90	_____
Итого				13049,2	_____

В итоге единовременные затраты на сооружение промыслового нефтепровода из ПАТ составили 13,05 млн. руб., что на 427 тыс. руб. дешевле чем при сооружении нефтепровода из стальных труб.

### 6.2.2 Эксплуатационные затраты

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

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

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

$$\sum_{am}^{год} = \frac{2,5 \cdot 13049,2}{100 \cdot 1,2} = 271,86 \text{ тыс.руб.}$$

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

- при применении ПАТ, количество сварочных работ значительно уменьшается, поэтому, для строительства, а также для обслуживания нефтепровода из ПАТ необходимо меньшее количество сварщиков. Но так как работа осуществляется вахтами, то количество сварщиков нельзя взять меньше двух. В данном расчете количество сварщиков остается прежним, но с учетом понижения оклада (на 30 %), в связи с значительным уменьшением работы.

- требуется меньшее количество слесарей-ремонтников, ввиду того, что сокращаются работы по ремонту нефтепровода и запорной арматуры. Сокращаем количество слесарей-ремонтников до двух человек.

Общий фонд оплаты труда сведен в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчет ежемесячных затрат на оплату труда для обслуживания нефтепровода

Должность	Коли-чество	Оклад, руб.	Районный коэффициент 70 % от оклада, руб.	Северная надбавка 70 % от оклада, руб.	Итого за месяц на одного работника, руб.	Месячный фонд основной заработной платы, руб.
Трубопроводчик линейный	4	56812	39768,4	39768,4	136348,8	545395,20
Сварщик	2	44749,6	31324,72	31324,72	107399,04	214798,08
Слесарь-ремонтник	2	38837	27185,9	27185,9	93208,8	186417,60
Водитель	4	56129	39290,3	39290,3	134709,6	538838,40
Мастер	2	71788	50251,6	50251,6	172291,2	344582,40
Общий итог за месяц, руб.						1830031,68
Общий итог за год, руб.						21960380,16

Сравнивая общий итог за год по ФОТ из таблицы 11 и таблицы 13, мы видим, что на обслуживание нефтепровода из ПАТ требуется на 3,34 млн.руб. в год меньше, чем на обслуживание нефтепровода из стальных труб, из-за сокращения персонала и снижения оклада.

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

$$\text{Страховые взносы} = \frac{21960380,16 \cdot 30}{100} = 6588114,05 \text{ руб.} = 6588,11 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$Z_{текущ.} = 271,86 + 21960,38 + 6588,11 = 28820,35 \text{ тыс.руб.}$$

### 6.3 Сравнение единовременных и текущих 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 14:

Таблица 14 – Единовременные и текущие затраты на эксплуатацию нефтепроводов из ПАТ и стальных труб

	Наименование затрат	Из стальных труб	Из ПАТ	Разница в затратах, тыс. руб.	Разница в затратах, %.
Единовременные затраты, тыс.руб.	Доставка труб с завода изготовителя	213,85	156,54	57,31	26,80
	Подготовительные работы	7207,46	7207,46	0	0,00
	Работы по монтажу нефтепровода	308,95	13,5	295,45	95,63
	Заключительные работы	3822,26	3641,66	180,6	4,72
	Прочие работы и затраты (ГСМ и т.п.)	34,27	17,14	17,13	49,99
	Затраты на приобретение труб и расходников	1889,8	2012,90	(-)123,1	(-)6,51
<hr/>		Итого:	13476,39	13049,2	427,19
Текущие затраты, тыс.руб.	Сумма амортизации	935,47	271,86	663,61	70,94
	Страховые взносы	7590,62	6588,11	1002,51	13,21
	Фонд оплаты труда	25302,07	21960,38	3341,69	13,21
<hr/>		Итого:	33828,16	28820,35	5007,81
					14,80

На основании данных таблицы 14 построим график (рисунок 23), на котором отобразим единовременные затраты и текущие затраты при использовании для строительства нефтепровода стальных труб и труб ПАТ:



Рисунок 23 – Единовременные и текущие затраты на эксплуатацию нефтепроводов из стальных труб и из 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 3,17% (427,19 тыс. руб.).

Снижение текущих затрат при применении ПАТ составляет 14,80% (5007,81 тыс. руб.).

Не смотря на большую закупочную цену ПАТ по сравнению со стальными трубами, их применение более выгодно, так как снижаются затраты на доставку, сварочные работы, исключается необходимость в ЭХЗ.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были выполнены следующие задачи:

- рассмотрены преимущества и недостатки композитных труб;
- проведен сравнительный анализ полимерных материалов, применяемых для производства композитных труб, в результате которого было выявлено, что лучшим полимерным материалом, является полиэтилен;
- рассмотрен зарубежный опыт применения ПАТ, а также проведен анализ зарубежных нормативных документов, регулирующих сооружение и эксплуатацию ПАТ;
- выполнен расчет коэффициента гидравлического сопротивления и потерь напора на трение для нефтепровода из стальных труб и ПАТ, в результате которого было выявлено, что при сооружении нефтепровода из ПАТ происходит сокращение потерь на трение на 28,89% 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 происходит сокращение единовременных и текущих затрат на 3,17% и 14,80% соответственно;
- рассмотрены особенности эксплуатации ПАТ.

В результате выполненных задач была достигнута цель данной работы, а именно было обосновано применение ПАТ для строительства промысловых нефтепроводов.

## **СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

AER – Alberta energy regulator;  
API – American petroleum institute;  
ASME – American society of mechanical engineers;  
ASTM – American society of testing and materials;  
AWWA – American water works association;  
FRP – fiberglass reinforced plastic;  
NSF – national sanitation foundation;  
UL – underwriters laboratory;  
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 бесстрапшном строительстве и бесстрапшных технологиях/ Trenchlesspedia. – Режим доступа <https://www.trenchlesspedia.com/definition/3432/composite-pipe>.
- 3 Бухин, В.Е. / В. Е. Бухин // Новости теплоснабжения. – 2002. – №1. – с. 32-33.
- 4 ГОСТ Р 56277 – 2014 Трубы и фитинги композитные полимерные для внутривысовых трубопроводов. Технические условия. Введ. 01.01.2016. – Москва : Стандартинформ, 2015. – 32 с.
- 5 Нефтяные трубы для перекачки нефти и нефтепродуктов [Электронный ресурс]: ООО «Сафит» [сайт]. – Режим доступа <https://safit.su/oil-pipe.html#prettyPhoto>.
- 6 Полиэтиленовые трубы: маркировка, диаметры, характеристики, применение [Электронный ресурс]: советы по строительству для непрофессиональных строителей. – Режим доступа:  
<https://stroychik.ru/strojmaterialy-i-tehnologii/polietilenovye-truby>.
- 7 Пластиковые трубы для системы водоснабжения: строение, основные параметры, преимущества и недостатки, фурнитура [Электронный ресурс]: строительный портал. – Режим доступа <https://fastbuildings.ru/kommunikacii/vodosnabzhenie/polijetilenovye-truby-i-fitingi.html>
- 8 Laney, P. Use of Composite Pipe Materials in the Transportation of Natural Gas: reference material/ P. Laney. – Augusta Maine: Idaho National Engineering and Environmental Laboratory, 2002. – 69 с.
- 9 Сайт компании «Baker Hughes» [Электронный ресурс]: электронный каталог труб. – Режим доступа: <https://www.thermoflexpipe.com/>.
- 10 Сайт компании «Shengli» [Электронный ресурс]: электронный каталог труб. – Режим доступа: <https://shengli.asia/>.
- 11 Сайт компании «Advanced Plastic Technologies» [Электронный ресурс]: электронный каталог труб из полипропилена. – Режим доступа: <https://www.ppr.co.it/>
- 12 Зубаиров, Т.А. Развитие технологий изготовления и применения труб из полимерных и композитных материалов : дис. ... канд. техн. наук : 07.00.10/ Зубаиров Тимур Артурович. – Уфа, 2015. – 24 с.

13 Helms, J. E. Composite materials for pressure vessels and Pipes: encyclopedia of life support systems / J. E. Helms. – Louisiana State University, Baton Rouge, Louisiana: Department of Mechanical Engineering, 2017 – 9 с.

14 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.

15 Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), 2017-0005. Use of Reinforced Composite Pipe (Non-Metallic Pipelines) – April/2017.

16 American Petroleum Institute, 2016. API 15HR, Specification for High Pressure Fiberglass Pipe.

17 American Petroleum Institute, 2002. API 15LR, Specification For Low Pressure Fiberglass Line Pipe and Fittings

18 Canadian Standards Association, 2015. CSA Z662-15, Oil and Gas Pipeline Systems.

19 ГОСТ 550 – 75 Трубы стальные бесшовные для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Технические условия. – Введ. 01.01.1977. – Москва : Госстандарт СССР, 1975. – 10 с.

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

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

22 СП 36.13330.2010 Магистральные трубопроводы. Введ 01.07.2013 взамен СНиП 2.05.06-85\* (с Изменениями N 1, 2). – Москва : Госстрой ФАУ «ФСЦ», 2013. – 97 с.

23 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.

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

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

26 ГОСТ 30319.1 – 96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки (с Изменением N 1). Введ 01.07.1997. – Москва : Госстандарт России, 1996. – 20 с.

27 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.

28 Производство полимерной армированной трубы – Компания ЗАО «Полимак» [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://polimak.ru/>.

29 ПБ 03-108 – 96 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. Введ 02.03.1995. – Москва : Госгортехнадзор РФ, 1995. – 191 с.

30 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.

31 СО 34.03.355 – 2005 «Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения». Введ 20.10.2005. – Москва: ОАО «Инженерный центр ЕЭС», 2005 – 65 с.

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

33 Складской комплекс ЧТПЗ [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://market.chelpipe.ru/production/goods/besshovnye-truby-152x6-stal20-gost-8732-78-8731-74-v-pntz-nk/>.

34 TRUD [Электронный ресурс]: портал по трудоустройству, поисковая система для работодателей и соискателей, содержит данные по зарплате линейного трубопроводчика. – Режим доступа:  
<https://russia.trud.com/salary/692/85724.html>.

35 TRUD [Электронный ресурс]: портал по трудоустройству, поисковая система для работодателей и соискателей, содержит данные по зарплате сварщика. – Режим доступа:

<https://russia.trud.com/salary/692/4280.html?currency=RUB>.

36 TRUD [Электронный ресурс]: портал по трудоустройству, поисковая система для работодателей и соискателей, содержит данные по зарплате слесаря-ремонтника. – Режим доступа:

<https://russia.trud.com/salary/692/52835.html?currency=RUB>.

37 TRUD [Электронный ресурс]: портал по трудоустройству, поисковая система для работодателей и соискателей, содержит данные по зарплате водителя. – Режим доступа:

<https://russia.trud.com/salary/692/5229.html?currency=RUB>.

38 TRUD [Электронный ресурс]: портал по трудоустройству, поисковая система для работодателей и соискателей, содержит данные по зарплате мастера. – Режим доступа:

<https://russia.trud.com/salary/692/52713.html?currency=RUB>.

39 Торговый дом «ГРАД» [Электронный ресурс]: электронный каталог содержит сведения преимуществах и недостатках полимерных материалов, применяемых для производства труб. – Режим доступа: <http://th-grad.ru/cat/articles/1/>.

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа  
Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 /А.Н. Сокольников

«23» июня 2020 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Обоснование применения полимерно-армированных труб при сооружении  
промышленных трубопроводов

Руководитель канд. техн. наук, доцент

 18.06.20 А.Н. Сокольников

Выпускник

 18.06.20 В.С. Непомнящих

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:  
«Обоснование применения полимерно-армированных труб в промысловых  
нефтепроводах»

Консультанты  
по разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

А. Н. Минкин

Нормоконтролер

О. Н. Петров

## **РЕФЕРАТ**

Выпускная квалификационная работа по теме «Обоснование применения полимерно-армированных труб в промысловых нефтепроводах» содержит 75 страниц текстового документа, 39 использованных источников, 6 листов графического материала, 17 формул.

**ПОЛИМЕРНО-АРМИРОВАННАЯ ТРУБА, ПРОМЫСЛОВЫЙ  
НЕФТЕПРОВОД, КОМПОЗИТНАЯ ТРУБА, ПОЛИЭТИЛЕН,  
СТЕКЛОВОЛОКНО, ПОЛИПРОПИЛЕН.**

**Цель ВКР:**

Обосновать с технической и экономической точки зрения целесообразность применения полимерно-армированных труб (ПАТ) при сооружении промыслового нефтепровода.

**Задачи ВКР.**

- Провести обзор композитных материалов для трубопроводов.
- Провести сравнительный анализ полимерных материалов, применяемых для производства композитных труб.
- Рассмотреть зарубежный опыт применения ПАТ, провести анализ зарубежных нормативных документов, регулирующих сооружение и эксплуатацию полимерно-армированных трубопроводов.
- Выполнить расчет потерь напора на трение.
- Рассмотреть особенности эксплуатации ПАТ.
- Провести сравнительный анализ затрат на сооружение и обслуживание стального трубопровода и трубопровода из ПАТ.