

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

Использование труб из композитных материалов при сооружении
трубопроводов

Руководитель

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

Выпускник

В. А. Чалкин

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Использование труб из композитных материалов при сооружении трубопроводов».

Консультанты

по разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

А.Н. Минкин

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Использование труб из композитных материалов при сооружении трубопроводов» содержит 81 страницу текстового документа, 23 таблицы, 15 рисунков, 27 использованных источников.

КОМПОЗИТНЫЕ ТРУБЫ, ВНУТРИТРУБНАЯ КОРРОЗИЯ, ПРОМЫСЛОВЫЙ ТРУБОПРОВОД, НЕФТЯНАЯ ЭМУЛЬСИЯ, ТРАНСПОРТИРОВКА.

Целью данной работы является обоснование использования труб из композитных материалов для сооружения внутрипромысловых трубопроводов для транспортировки нефтяной эмульсии.

Для выполнения поставленной цели необходимо также выполнить следующие задачи.

1) Рассмотреть понятие композитного материала и трубопровода, изготовленного из него, описать эксплуатационные параметры трубопровода из композитных материалов.

2) Условно выделить разновидности производимых труб на рынке по их конструкции и ограничениям в использовании.

3) Перечислить особенности эксплуатации трубопроводов из композитного материала, а именно виды соединения, транспортировка и монтаж. Описать преимущества и недостатки данных труб перед стальными.

4) Произвести сравнительный механический и гидравлический расчеты трубопровода из стали и композитного трубопровода.

5) Описать экономический эффект применения трубопроводов из композитных материалов на основе экономического расчета.

СОДЕРЖАНИЕ

Реферат.....	3
Введение.....	7
Основная часть	8
1 Понятие трубопровода из композитных материалов.....	8
1.1 Композитный материал.....	8
1.1.1 Классификация композитных материалов	8
1.1.2 КМ для трубопроводного транспорта.....	9
1.2 Трубопроводы из композитных материалов.....	12
1.2.1 Эксплуатационные параметры	12
1.2.2 Типы соединения КМТ.....	15
2 Разновидности производимых КМТ	16
2.1 КМТ, производимые западными компаниями.....	16
2.1.1 Fiberspar.....	17
2.1.2 Flexcord	18
2.1.3 Flexpipe и Flexpipe НТ.....	20
2.1.4 Flexsteel	21
2.1.5 Polyflow	23
2.2 КМТ, производимые российскими компаниями	24
2.2.1 Группа компаний «Сафит»	24
2.2.2 ООО «ПМК «СибМашПолимер»	25
3 Особенности сооружения и монтажа КМТ, их преимущества и недостатки.....	26
3.1 Транспортировка КМТ и их подготовка.....	26
3.2 Виды соединения КМТ.....	28
3.3 Монтаж КМТ	30
3.4 Преимущества КМТ.....	30
3.5 Недостатки КМТ	32
4 Опыт, накопленный Северной Америкой в использовании КМТ	32

5 Расчетная часть.....	33
5.1 Определение исходных данных.....	34
5.2 Механический расчет трубопровода.....	35
5.2.1 Проверка стального трубопровода на прочность	35
5.2.2 Проверка композитного трубопровода на прочность	38
5.3 Гидравлический расчет трубопровода.....	40
5.3.1 Гидравлический расчет стального трубопровода.....	40
5.3.2 Гидравлический расчет для композитного трубопровода.....	43
5.4 Вывод	44
6 Безопасность и экологичность.....	45
6.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	45
6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	47
6.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования	48
6.4 Обеспечения безопасности технологического процесса	49
6.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	49
6.7 Экологичность проекта	50
7 Экономическая часть	51
7.1 Затраты на закупку труб для промыслового нефтепровода	52
7.1.1 Затраты на закупку стальных труб.....	52
7.1.2 Затраты на закупку композитного трубопровода.....	54
7.2 Затраты на транспортировку труб.....	55
7.2.1 Затраты на транспортировку стальных труб.....	55
7.2.2 Затраты на транспортировку труб из композитного материала	56
7.3 Расчет времени на проведения мероприятий по строительству трубопровода	56
7.4 Затраты на монтаж трубопровода	58

7.4.1 Затраты на монтаж трубопровода из стали.....	58
7.4.2 Затраты на монтаж композитного трубопровода	65
7.5 Затраты во время эксплуатации трубопровода.....	68
7.5.1 Затраты на обслуживание стального трубопровода.....	69
7.5.2 Затраты на обслуживание композитного трубопровода.....	70
7.6 Сравнение затрат при строительстве и эксплуатации трубопровода из стали и трубопровода из композитных материалов.....	72
7.6.1 Сравнение затрат на строительство	72
7.6.2 Затраты на обслуживание трубопроводов.....	74
Заключение	77
Список сокращений	78
Список используемых источников.....	79

ВВЕДЕНИЕ

Самым главным фактором, отрицательно влияющим на состояние внутрипромыслового трубопровода при транспортировке нефтяной эмульсии, является внутритрубная коррозия. Согласно статистике, приведенной в работе Острейковского и Силина «Статистический анализ надежности нефтепромысловых трубопроводов» указано, что не смотря на применение различных мероприятий, количество отказов промысловых трубопроводов из-за внутренней коррозии составляет по отрасли порядка 90 % от их общего количества [1].

Актуальность темы использования труб из композитных материалов при строительстве трубопроводов состоит в том, что такой трубопровод не подвержен коррозии в принципе. Однако, из-за отсутствия в Российской Федерации необходимого объема информации по эксплуатации, проектированию и сооружению трубопроводов из композитных материалов в нашей стране данная технология широкого распространения не получила.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Понятие трубопровода из композитных материалов

1.1 Композитный материал

Композиционный или композитный материал (КМ), композит – это материал, созданный из двух и более компонентов, как правило, из пластичной основы (матрицы), армированной наполнителями, обладающими высокой прочностью, жесткостью и т.д. Изделия из такого материала можно встретить в самых разнообразных отраслях промышленности. В Российской Федерации композиты используются в таких отраслях как: авиационная, строительная, нефтяная, химическая и атомная промышленности [2].

1.1.1 Классификация композитных материалов

Единой общепринятой классификации композиционных материалов нет. Это объясняется тем, что КМ представляет самый широкий класс материалов, объединяющий металлы, полимеры и даже керамику.

Наиболее важным признаком классификации КМ является материал матрицы. КМ с металлической матрицей называют металлическими композиционными материалами, с полимерной матрицей – полимерными композиционными материалами, с керамической – керамическими композиционными материалами.

Название полимерного композиционного материала обычно состоит из двух частей. В первой части называется материал наполнителя, во второй приводится слово «пластик». Например, полимерные композиты, армированные стекловолокном, называются стеклопластиковыми; металлическими волокнами – металлопластиковыми, органическими волокнами

(органопластиками), борными волокнами – боропластиками, углеродными волокнами – углерод пластиками.

В основном, для обозначения самого КМ используется одно сложное слово, например бороалюминий или углеалюминий. В этом случае первая часть слова соответствует материалу волокна, а вторая – материалу матрицы [3].

1.1.2 КМ для трубопроводного транспорта

Если отбирать композитные материалы, которые служат только для производства трубопроводов из композитных материалов (КМТ), то опытным путём производители данного вида продукции нашли оптимальное решение в следующих материалах:

- В качестве матрицы активно используются термореактивные и термопластичные полимеры;
- В качестве армирующего элемента – стальные и неметаллические волокна.

1.1.2.1 Термореактивные полимеры

Термореактивные полимеры сравнительно редко применяются в чистом виде, когда они содержат только структурирующие добавки. Обычно в них вводят совместимые и несовместимые добавки, такие, как наполнители, разбавители, загустители, стабилизаторы, красители, смазки, и благодаря этому получают сложные многокомпонентные материалы – реактопласты. Полимерную основу реактопласта – термореактивный полимер – называют при этом «смола» или «связующее».

Среди таких «смол» самым распространённым для КМТ материалом служит эпоксидная смола. Полимерные композиционные материалы, изготовленные на основе эпоксидных смол, обладают высокими

механическими свойствами: прочность, тепло-, водо- и химстойкость, хорошие диэлектрические свойства [3].

1.1.2.2 Термопластичные полимеры

Термопластичные полимеры (термопласты) – это полимеры, которые размягчаются при нагревании и затвердевают при охлаждении.

При обычной температуре термопласты находятся в твердом (стеклообразном или кристаллическом) состоянии. При повышении температуры они, переходя в высокоэластическое и далее – в вязкотекучее состояние, что обеспечивает возможность формирования их различными методами. Эти переходы обратимы и могут повторяться многократно, что делает возможной, в частности, переработку бытовых и производственных отходов изделия.

Выбор термопласта определяется очень многими факторами: условиями эксплуатации изделия, технологическими свойствами полимера, стоимостью пластмассы и её доступностью [3].

Среди множества связок термопластов чаще всего основой для КМТ выбирают полиэтилен и полипропилен.

Полиэтилен – один из наиболее широко применяемых полимеров. Промышленностью выпускается полиэтилен низкого давления и полиэтилен высокого давления. Прочность, теплостойкость и химическая стойкость первого выше, чем показатели второго. Деструкция полиэтилена протекает при температуре выше 290 °С.

Полипропилен обладает высокой износостойкостью и хорошо выдерживает изгиб. В отсутствие воздуха термодеструкция проявляется при 300 °С. Полипропилен устойчив к действию многих кислот и щелочей [3].

1.1.2.3 Армирующие волокна

Ведущее положение среди композиционных материалов на основе синтетических полимеров занимают армированные пластики, главными компонентами которых являются волокно и полимерная матрица. Основную механическую нагрузку несут волокна, и они, главным образом, определяют прочность и жесткость материала [3].

Среди всех разновидностей армирующих волокон для КМТ главную ценность представляют следующие волокна: стеклянное и арамидное.

Также для армирования применяют стальные волокна (шнуры) и пластинки [4].

Основу стекол составляет кремнезем. Температура плавления диоксида кремния очень высока, для её снижения в стекло могут быть введены различные добавки, изменяющие при этом свойства конечного продукта. Стекло – аморфный материал, не имеющий кристаллического строения. Основные достоинства этого материала состоят в следующем: высокий уровень прочности в условиях растягивающих напряжений, удельная прочность (отношение предела прочности к плотности) стекловолокна выше, чем стальной проволоки; хорошие электроизоляционные свойства; волокна не горят и не поддерживают горение; возможность эксплуатации при повышенных температурах; химическая стойкость. Стеклянные волокна используются в виде, как непрерывных нитей, так и резаного (штапельного) волокна [3].

Что касается арамидных волокон, впервые они появились в 1971 г. под торговой маркой «Кевлар» (фирма «Дюпон»). Волокна «Кевлар-29» выпускается в виде технических нитей различного назначения и используются преимущественно при производстве кабелей и канатов, для изготовления корда автомобильных шин. Эти материалы находят применение при изготовлении корпусов ракетных двигателей, защитных касок, пуленепробиваемых жилетов, лодок, хоккейных клюшек и другого спортивного инвентаря. Достоинством

этих волокон являются высокие механические свойства в широком диапазоне температур и хорошая химическая стойкость [3].

1.2 Трубопроводы из композитных материалов

Трубопроводы из композитных материалов (КМТ) – соответственно трубопроводы, для создания которых используются композитные материалы. Здесь матрица выступает в роли основного каркаса, а армирующие волокна – в роли усиливающего элемента.

1.2.1 Эксплуатационные параметры

1.2.1.1 Разновидности исполнения КМТ

В зависимости от конструкции трубы КМТ делится на:

- штучная КМТ;
- КМТ в бухте.

Штучная КМТ представляет из себя волокно, намотанное на жесткую трубу, матрицей для которой служит эпоксидная смола.

Для КМТ в бухте в качестве матрицы – термопластик. Армирующим элементом выступают все те же волоконные нити [5].

Основными преимуществами для использования КМТ в бухте на линейном участке промышленного трубопровода служат снижение затрат на транспортировку (КМТ в бухте наматывается на катушки, в которых и транспортируется) и увеличение скорости монтажа за счет снижения количества стыков (длина КМТ в бухте может достигать до нескольких километров) [5].

1.2.1.2 Диаметр КМТ

Согласно пункту 1.3 Канадского стандарта CSA Z662-15 значение диаметра для КМТ устанавливается производителем трубы в зависимости от требований заказчика.

Обычно, для штучных КМТ используется диаметр от 50 мм до 1200 мм – или больше, в зависимости от используемых материалов и технологии производства.

Для КМТ в бухте рабочий диаметр составляет промежуток от 50 мм до 200 мм и также зависит от используемых материалов и технологии производства. Необходимо отметить, что наружный диаметр для КМТ в бухте может меняться в зависимости от производителя, т.к. наружный диаметр таких КМТ формально не стандартизирован [5].

1.2.1.3 Рабочее давление КМТ

Согласно пункту 1.4 Канадского стандарта CSA Z662-15 рабочее давление напрямую зависит от диаметра, толщины стенки и используемого композитного материала. Причем давление штучных КМТ в большей степени зависит от диаметра и толщины стенки в виду небольших различий в свойствах применяемых материалов. Однако для КМТ в бухте показатели давления больше зависят от применяемого материала, так как при одинаковом внешнем диаметре, разный материал может выдержать разное давление.

Обычно, рабочий диапазон давлений может достигать 20 МПа для КМТ маленьких диаметров и 1...2 МПа при использовании больших диаметров [5].

1.2.1.4 Температура КМТ

Согласно пункту 4.5 Канадского стандарта CSA Z662-15 рабочая температура для КМТ будет напрямую зависеть от используемого в матрице

материала. Например, рабочая температура для труб, сделанных на основе полиэтилена будет ниже, чем, у труб, сделанных на основе полипропилена, а трубы, сделанные на основе полипропилена будут уступать аналогичным трубам, усиленным эпоксидными связующими.

Основной используемый рабочий диапазон температур перекачиваемого продукта при работе с КМТ составляет: от -20 до 82 °C [5].

1.2.1.5 Пульсирующие давления

Все трубопроводы в течение всего срока своей эксплуатации будут подвергаться работе с резкими перепадами давления, например, при запуске или остановке работы трубопровода.

Пульсирующие давления характеризуются двумя величинами: величиной отклонения рабочего давления и частотой таких отклонений за установленный промежуток времени. Амплитуда и частота пульсирующих давлений зависят от применяемого производителем материала [5].

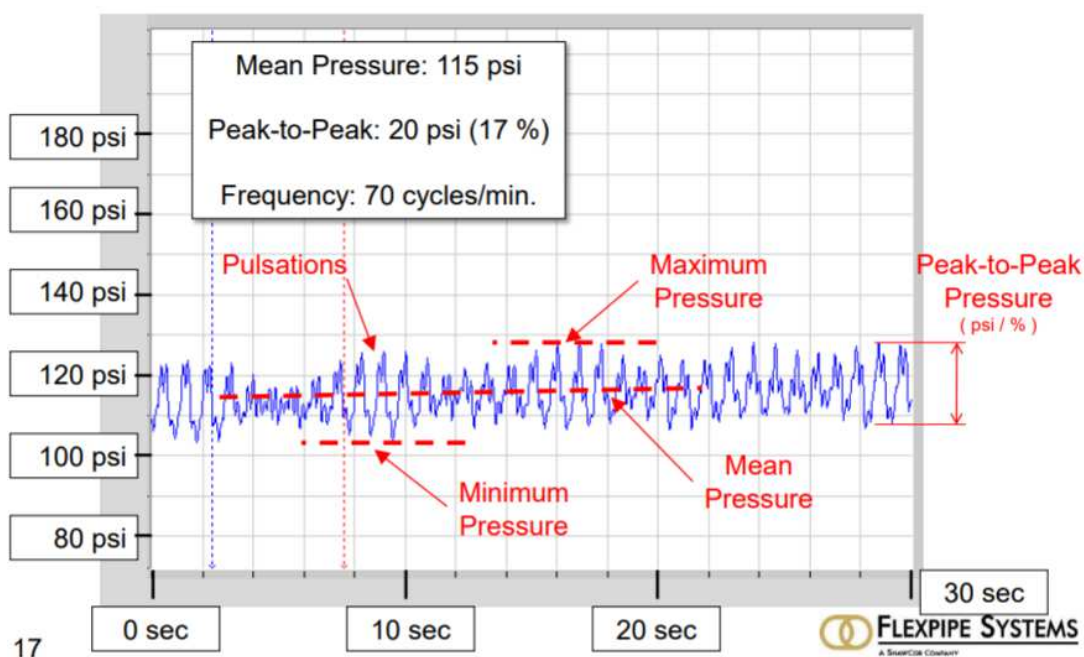


Рисунок 1 – Профиль давления для трубы Flexpipe [7]

Слишком большой процент отклонения от установленного производителем давления, а также высокая частота таких циклов могут повредить КМТ.

1.2.2 Типы соединения КМТ

Каждая компания предлагает свой набор фитингов, но почти все они сводятся к стандартному набору:

- муфта-сцепка «труба в трубе». Конец одной КМТ в бухте от одной катушки может быть прикреплен к началу другой КМТ от второй катушки с помощью данной муфты;

- фланцевое соединение. Используется для соединения КМТ с другими фланцевыми соединениями с помощью стандартного фланца;

- сварное. В данном случае фланцевое соединение производится с помощью втулки под фланец, привариваемой к концу КМТ, и свободного металлического фланца. Этот тип соединения даёт возможность перехода от композитной трубы к стальной;

- отводы. Каждая компания предлагает вместе с набором фитингов, идущих в комплекте, свои наборы отводов [6].

Стоит отметить, что детали для каждого типа соединения не являются каким-либо стандартом для индустрии, так как каждый производитель разрабатывает и предлагает собственные варианты исполнения. В основном это касается муфты-сцепки «труба в трубе» и сварного [5].

Фитинги обладают химическим никелированием с добавлением фосфора, которое применяется для всех поверхностей для защиты фитингов от коррозии. Также предусматривается влагостойкая лента, которая контролирует внешнюю коррозию установленной арматуры [6].

Pipe to Pipe Coupler

Flanged End Fitting

Weldneck Fitting



Рисунок 2 – Основные фитинги для соединения КМТ

2 Разновидности производимых КМТ

2.1 КМТ, производимые западными компаниями

Согласно документу директивы «Directive 056 process for pipeline applications of fiberspar, flexpipe, flexcord or flexsteel composite pipes» от апреля 2016 года на западном рынке условно можно выделить 5 разновидностей КМТ для транспортировки нефти и газа:

- Fiberspar;
- Flexcord;
- Flexpipe, Flexpipe Hight Temperature;
- Flexsteel.

В соответствии с текстом той же директивы, для каждой из этих труб устанавливаются ограничения в зависимости от содержания в эмульсии сероводорода и допустимого давления при транспортировке того или иного вида продукта [9].

К ним для сравнения ещё можно добавить КМТ для использования в работе с небольшими давлениями (до 2 МПа):

- Polyflow.

2.1.1 Fiberspar

Тип КМТ в бухте, состоящий из внутреннего термопластичного барьера-вкладыша, армированного высокопрочными стеклянными волокнами, встроенными в эпоксидную матрицу. Пример строения такой КМТ можно увидеть на рисунке 1.

Спецификацию на КМТ, представленная компанией изготовителем NOV, можно посмотреть в таблице 1 [6].

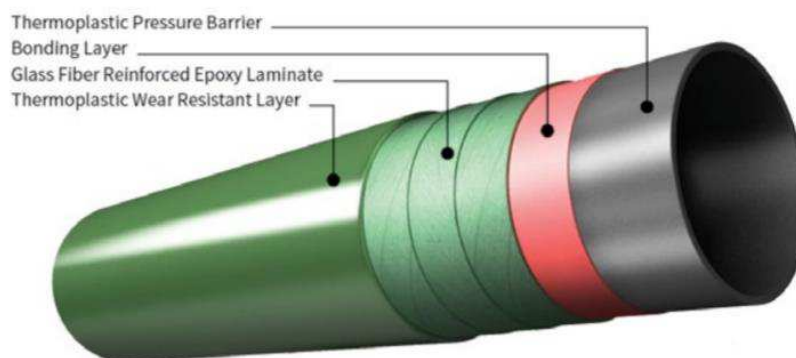


Рисунок 3 – КМТ в бухте типа Fiberspar

Таблица 1 – Спецификация Fiberspar

Параметр	Значение
Размер	50,8...152,4 мм
Тип внутреннего вкладыша	Полиэтилен типа HDPE или эпоксидная смола типа НТР
Максимальное давление	До 17,24 МПа
Конструкция трубы	Непрерывная одноугловая намотка с эпоксидной структурой, отвержденной ангидридом, помещённая между внутренним вкладышем и внешней термопластичной оболочкой
Рабочая температура	Для полиэтилена HDPE: от -34 до 60 °С; Для эпоксидной смолы НТР: от -34 до 95 °С.

Окончание таблицы 2

Параметр	Значение
Содержание сероводорода в нефтяной эмульсии [9]	Любое
Ограничение по используемому давлению при транспортировке нефтяной эмульсии [9]	Максимальное давление, установленное производителем
Используемые фитинги	Муфта-сцепка «труба в трубе», фланцевый наконечник
Исполнение трубы	КМТ в бухте
Длина трубы	До 2740 м

2.1.2 Flexcord

Одна из лучших труб именно для перекачки нефтяного флюида и газа. Разработанные специально для работы с циклами и давлением, создаваемыми насосами (пульсирующие давления без повреждения трубы с частотой до 10 раз в день могут находиться в диапазоне от 0 до 10 МПа), данные КМТ имеют следующее строение: в данном случае труба состоит из трёх слоев. Первый слой представляет собой вкладыш из полиэтилена типа HDPE, укрепленного оцинкованными стальными шнурами, второй слой ничем не отличается от первого, всё тот же полиэтилен HDPE и стальные шнуры. Только третий слой представляет собой простую термопластичную оболочку из того же полиэтилена [7].

Строение данной КМТ можно увидеть на рисунке 2.



Рисунок 4 – Строение Flexcord

Спецификация для КМТ в бухте типа Flexcord представлена в таблице 2

Таблица 3 – Спецификация на трубу Flexcord [7]

Параметр	Значение
Размер	50,8...101,6 мм
Тип внутреннего вкладыша	Полиэтилен типа HDPE
Максимальное давление	До 15,5 МПа
Конструкция трубы	Трёхслойное исполнение. 1-ый слой: Полиэтилен HDPE усиленный оцинкованными стальными шнурами 2-ой слой: Полиэтилен HDPE усиленный оцинкованными стальными шнурами с добавлением укрепляющих присадок 3-ий слой: Полиэтилен HDPE
Рабочая температура	-34 до 60 °С
Содержание сероводорода в нефтяной эмульсии [9]	3000 мил ⁻¹ (ppm)
Ограничение по используемому давлению при транспортировке нефтяной эмульсии [9]	Максимальное давление, установленное производителем
Используемые фитинги	Муфта-сценка «труба в трубе», фланцевый наконечник, под сварку.
Исполнение	КМТ в бухте
Длина	525...615 м

2.1.3 Flexpipe и Flexpipe HT

Труба Flexpipe это тип трубы, предложенный компанией Showcor. Её конструкция мало чем отличается от трубы типа Fiberspar. Здесь главное различие составляют использованные материалы.

Строение трубы Flexpipe выполнено следующим образом: термопластичный вкладыш, армированный сухим стекловолокном, и покрытый ещё одним слоем термопластика. Оба слоя выполнены из всё того же полиэтилена HDPE.

Для увеличения возможностей трубы при работе в условиях высоких температур, компанией был разработан ещё один тип трубы – Flexpipe HT. По исполнению он мало чем отличается, его главное отличие в том, что вместо полиэтилена HDPE используется полипропилен HDPE-RT.

Исполнение трубы Flexpipe представлено на рисунке 3.

Спецификация на трубы Flexpipe и Flexpipe HT представлена в таблице 3 [7].

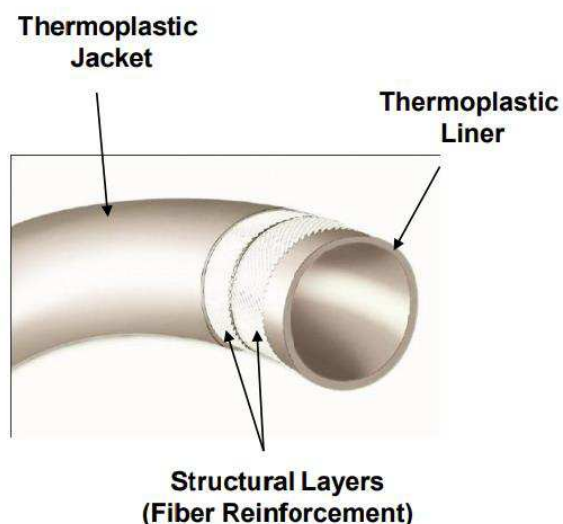


Рисунок 5 – Flexpipe

Таблица 4 – Спецификация на трубу Flexpipe

Параметр	Значение
Размер	50,8...101,6 мм
Тип внутреннего вкладыша	Полиэтилен типа HDPE для Flexpipe Полипропилен типа HDPE-RT для Flexpipe HT
Максимальное давление	До 10,34 МПа
Конструкция трубы	Полиэтилен HDPE (Полипропилен HDPE-RT) и стекловолокно
Рабочая температура	Для Flexpipe: от -46 до 60 °С; Для Flexpipe HT: от -25 до 82 °С.
Содержание сероводорода в нефтяной эмульсии [9]	Любое
Ограничение по используемому давлению при транспортировке нефтяной эмульсии [9]	Для Flexpipe: максимальное давление, установленное производителем; Для Flexpipe HT: - для исполнения FRHT301 до 4.96 МПа; - для исполнения FRHT601 до 9.93 МПа.
Используемые фитинги	Муфта-сценка «труба в трубе», фланцевый наконечник, под сварку.
Исполнение	КМТ в бухте
Длина	600...2000 м

2.1.4 Flexsteel

Тип трубы Flexsteel предложенный на рынок одноименной компаний не является трубой из композитных материалов в том смысле, что описывался ранее. Конструкция трубы представляет собой смесь из антикоррозионного слоя и стального листового армирования. Такой тип исполнения как бы совмещает обычные композитные трубы и их стальные аналоги. Стараясь взять лучшее от обеих [8].

Строение трубы Flexsteel можно увидеть на рисунке – 6.



Рисунок 6 – строение КМТ Flexsteel

Спецификация на трубу Flexsteel приведена в таблице 4.

Таблица 5 – Спецификация на трубу Flexsteel [8]

Параметр	Значение
Размер	75...150 мм
Тип внутреннего вкладыша	Полиэтилен типа HDPE; Полипропилен типа HDPE-RT
Ограничение по давлению	До 20 МПа
Конструкция трубы	Полиэтилен/полипропилен и стальное армирование
Рабочая температура	Полиэтилен: от -40 до 60 °С; Полипропилен: от -40 до 82 °С.
Содержание сероводорода в нефтяной эмульсии [9]	Парциальное давление сероводорода до 5,5 кПа
Ограничение по используемому давлению при транспортировке нефтяной эмульсии [9]	6,62 МПа
Используемые фитинги	Муфта-сценка «труба в трубе», фланцевый наконечник, под сварку, также предлагает свой выбор отводов
Исполнение	КМТ в бухте

2.1.5 Polyflow

Трубы Polyflow или по-другому PE Flex предназначены для непрерывной перекачки флюидов и газа при давлении ниже 2 МПа. Конструкция трубы представляет из себя трёхслойный вариант: первый (внутренний) слой – нейлонный вкладыш, второй – скрепляющий слой и третий – полипропиленовая оболочка, усиленная арамидным волокном [10].

Строение трубы Polyflow можно увидеть на рисунке 7.

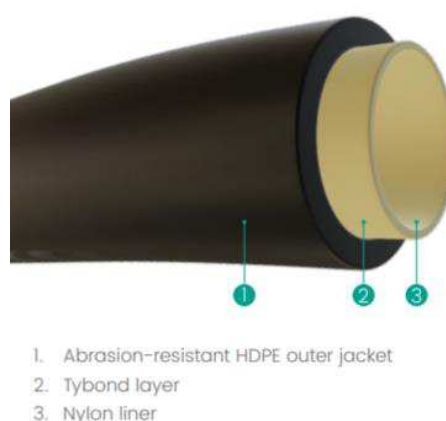


Рисунок 7 – Строение КМТ типа Polyflow

Спецификация на трубу от компании BakerHughes представлена в таблице 5.

Таблица 6 – Спецификация на трубу типа Polyflow [10]

Параметр	Значение
Размер	50,8...101,6 мм
Тип внутреннего вкладыша	Нейлоновый вкладыш
Ограничение по давлению	До 1,66 МПа
Конструкция трубы	Полипропилен HDPE-RT/ HDPE
Рабочая температура	-8 до 60 °С;
Используемые фитинги	Механическая сцепка, электросварка
Исполнение	КМТ в бухте
Длина	280 м

2.2 КМТ, производимые российскими компаниями

На российском рынке, композитные трубы для промышленных трубопроводов транспортирующих нефтяную эмульсию производят согласно ГОСТ Р 56277-2014. В данном ГОСТе стоит ограничение на рабочее давление для КМТ до 4 МПа и все технические условия эксплуатации рассмотрены только для штучных КМТ [11].

На российском рынке можно условно выделить следующих производителей КМТ, ссылающихся на этот ГОСТ:

- группа компаний «Сафит» (КМТ из стеклопластика);
- ООО «ПМК «СибМашПолимер» (Полиармированные трубопроводы, далее – ПАТ).

2.2.1 Группа компаний «Сафит»

Стеклопластиковые трубопроводы производства САФИТ предназначены для транспортировки многофазной нефти и подтоварной воды, а также коррозионно-активных с содержанием сероводорода, углекислого газа, кислорода, кислот, щелочей, механических примесей. Трубы выполнены методом намотки стекловолокна, предварительно пропитанного эпоксидным связующим, с последующей термообработкой [12].

Трёхслойный состав трубы можно увидеть на рисунке 8.

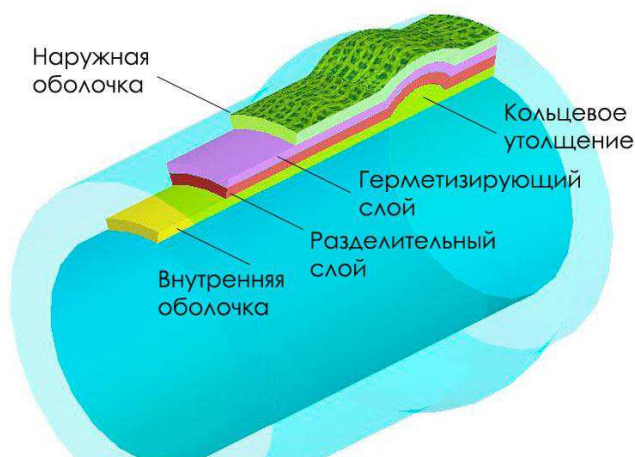


Рисунок 8 – Исполнение стеклопластиковых труб компании Сафит

Спецификация на стеклопластиковую трубу представлена в таблице 6.

Таблица 7 – Характеристики стеклопластиковой трубы [12]

Параметр	Значение
Размер	100...450 мм
Тип внутреннего вкладыша	Не раскрывается
Ограничение по давлению	До 4 МПа
Конструкция трубы	Многослойное исполнение, стеклокомпозитные
Рабочая температура	от -65 до 90 °С;
Используемые фитинги	Собственная система стыков через «раструб-нипель»
Исполнение	КМТ штучная
Длина	8,6 м

2.2.2 ООО «ПМК «СибМашПолимер»

Полимерно-армированные трубы ПАТ изготавливаются методом экструзии (выдавливания) с одновременным помещением внутрь стенки трубы металлического каркаса. За счёт данной технологии получается полиэтиленовая труба, армированная стальным каркасом, применение которой гораздо шире обычных труб из полиэтилена.

Конструкцию ПАТ можно увидеть на рисунке 9.

Спецификация на трубы исполнения ПАТ представлена в таблице 7 [13].

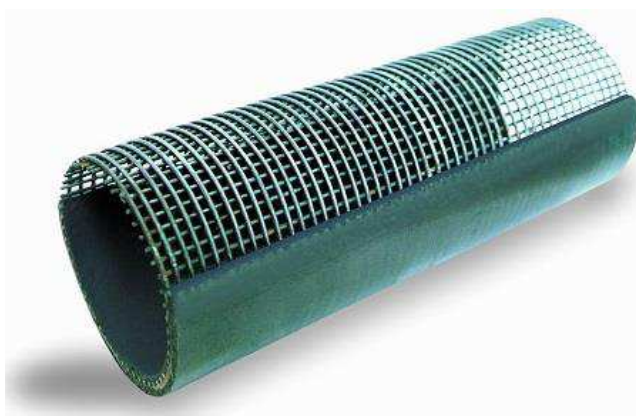


Рисунок 9 – Пример ПАТ

Таблица 8 – Характеристики ПАТ [13]

Параметр	Значение
Размер	50...600 мм
Тип внутреннего вкладыша	Полиэтилен
Ограничение по давлению	До 4 МПа
Конструкция трубы	Полиэтилен, усиленный стальным каркасом
Рабочая температура	-20 до 80 °С;
Используемые фитинги	Армированные
Исполнение	КМТ штучная
Длина	6...12 м

3 Особенности сооружения и монтажа КМТ, их преимущества и недостатки

3.1 Транспортировка КМТ и их подготовка

Так как практически все типы трубы, рассмотренные в данной работе, являются КМТ в бухте, то и правила транспортировки будут рассматриваться именно для этого вида КМТ. Кроме того, способы транспортировки штучных КМТ не сильно отличаются от транспортировки обычных стальных трубопроводов.

В канадском стандарте CSA Z662 в пункте 7.2 описаны следующие особенности и требования к транспортировке КМТ в бухте.

КМТ в бухте поставляется на больших транспортировочных катушках, которые перевозятся на прицепах. Далее, после прибытия на стройку КМТ выгружается и хранится на транспортировочных катушках до начала установки.

Перед отгрузкой труба должна быть очищена от воды, оставшейся после, например, гидроиспытаний. Если этого не сделать, то замерзнув, вода создаст внутри трубы ледяную пробку, которая может привести к поломке.

Также перед и после транспортировки КМТ должны быть проведены следующие проверки:

- правильная фиксация катушек с КМТ к прицепу для предотвращения повреждения трубы;
- крышки катушек установлены и закреплены;
- проверка на наличие признаков визуального повреждения, перегибов труб или ударных повреждений;
- соблюдение всех правил по разгрузке катушек и их аккуратному размещению на поверхности земли, очищенной от камней или иных предметов, которые могут повредить трубу;
- проверка поверхностей катушек, освобожденных от рулонов труб, на предмет отклонений, которые могли повредить трубу.

Подогрев катушки может потребоваться до разматывания намотанной трубы во время зимнего строительства. КМТ в бухте, в отличие от штучных КМТ, для основы внутренних вкладышей использует термопластики или термопласты. Такие материалы очень чувствительны к температуре и при низких показателях становятся жестче и менее пластичными. Процесс нагревания такой трубы должен быть произведен в соответствии с правилами, установленными производителем. Если труба нагревается не равномерно, это приводит к появлению горячих и холодных участков, что, в свою очередь, может привести к изменению жесткости трубы и привести к повреждению изгибов во время разматывания КМТ. Также следует соблюдать осторожность, чтобы не перегреть трубу выше указанного в паспорте предела температуры.

Однако не смотря на вышеперечисленные ограничения трубы из КМТ обладают стойким преимуществом перед стальными, а именно:

- благодаря исполнению и лёгкому весу, в катушке с КМТ можно перевозить до нескольких тысяч метров трубы;
- сама транспортировка катушек несёт себе меньше рисков, чем транспортировка стальных труб, которые нужно перевозить с большей осторожностью [5].



Рисунок 10 – Вид КМТ в бухте, готовой к транспортировке

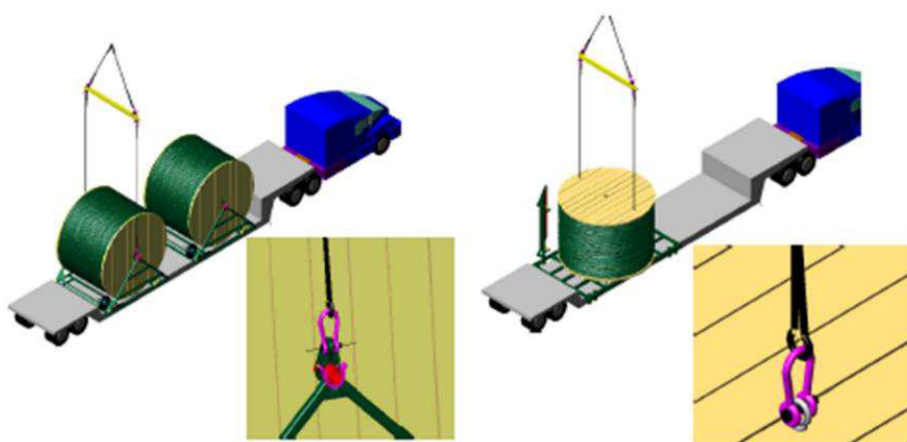


Рисунок 11 – Погрузка КМТ в бухте на прицеп

3.2 Виды соединения КМТ

В зависимости от конструкции КМТ и материала используются следующие способы соединения труб:

- гофра. Конец одной трубы присоединяется к концу другой с помощью установленной на конце разновидности фитинга [5];

- обжимное соединение. При обжимном соединении используется гидравлически регулируемое давления обжима (в данном случае процесс обжима производится устройством) и ручное приложение крутящего момента (в этом случае обжим производится рабочим персоналом). Технология обжима каждого конкретного производителя будет отличаться в зависимости от поставляемых им КМТ [7];



Рисунок 12 – Пример обжимного пресса

- механическое соединение. В данном случае присоединение арматуры к трубе выполняется вручную с помощью особого зажима, который крепится к трубе с помощью винтового соединения [6];



Рисунок 13 – Пример механического присоединения фланца к трубе

Такие виды соединения полностью устраняют необходимость в сварке на месте проекта, а значит и исключают проведение работ по контролю сварных соединений. Для соединения КМТ требуется гораздо меньше людей и меньше оборудования. Сами соединения требуются только между бухтами. Из опыта компании Showcor для разновидности трубы Flexsteel можно подчеркнуть, что для 1,6 км трубы будет только 5 соединений в то время, как для соединения 1,6 км стальной трубы потребуется 132 соединения [7].

3.3 Монтаж КМТ

Монтаж КМТ в бухте в отличие от стальной трубы требует гораздо меньше людей и в разы меньше оборудования. Бригада для укладки КМТ может состоять только из трёх человек. А вся необходимая техника – это экскаватор с ковшем или грузовик.

Конец КМТ крепится к ковшу экскаватора, а затем разматывается. При использовании другого транспортного средства, свободный конец трубы крепится к жесткозакрепленному объекту, после чего КМТ разматывается путём перемещения катушки, погруженной на транспортное средство. Также, в случае с КМТ в бухте дно траншеи не нужно сильно уплотнять, так как они благодаря своему строению более гибкие чем штучные аналоги и, как правило, дно траншеи может быть более волнистым, однако слишком резкие перепады в высоте запрещены [7].

Стоит отметить, что описанный метод установки КМТ не является единственным, каждый производитель предлагает свои собственные способы укладки трубы, как и в случае с видами соединения [5].

Стоит также добавить, что компанией Showcor был проведён эксперимент, во время которого прокладывались два трубопровода длиной в 21 км. На монтаж трубопровода разновидности Flexpipe ушло 3 дня в то время, как на монтаж стальной трубы ушло 8 дней [7].

3.4 Преимущества КМТ

Если суммировать все вышеперечисленные данные, полученные при описании работ с использованием КМТ, а особенно КМТ в бухте, то можно выделить следующие основные преимущества при использовании труб из композитных материалов относительно стальной:

- 1) высокая коррозионная стойкость, секрет которой раскрывается через использование композитных материалов. Все КМТ, представленные в работе

устойчивы к внутритрубной коррозии, что исключает использования любых дополнительных мероприятий по обеспечению антикоррозионной защиты (установка катодной и анодной защиты, использование ингибиторов коррозии);

2) продолжительность срока эксплуатации благодаря отсутствию коррозии выше, чем у традиционных стальных трубопроводов;

3) сокращение продолжительности монтажа, количества рабочей силы и используемого оборудования за счет меньшего веса трубы относительно стальной, меньшего количества требований к траншее трубопровода, значительного уменьшения количества стыков соединения трубы (КМТ соединяются бухтами между собой, одна бухта может достигать до 2000 м, в то время, как стальные трубы соединяются через каждые 9...12 метров) и простоте соединения (трудоемкая сварка против технологии гидравлического обжима);

4) благодаря отсутствию технологии сварки отсутствует и необходимость в дорогостоящем контроле сварочных соединений;

5) благодаря низкой шероховатости внутренней поверхности трубы ($K_9 = 0,1$ мм), которая, в отличие от стальной не снижается со временем, можно использовать трубы меньшего диаметра без потери их гидравлических свойств [14];

6) КМТ не требуют таких видов обслуживания, как запуск очистных-диагностических снарядов, а значит уменьшение затрат на обслуживание по количеству оборудования и количеству обслуживающего персонала.

7) благодаря пластичности КМТ в бухте по сравнению со стальной трубой обеспечивает более устойчивую работу при движении, подвижке грунтов;

8) многие компании, например, компания Soluforce, предлагают возможность повторного использования КМТ после изменения режима работы месторождения [15].

3.5 Недостатки КМТ

Все недостатки композитных трубопроводов являются недостатками разновидностей применяемых материалов, а именно относительно небольшая прочность и ползучесть материала. При этом расходы на достижения тех или иных прочностных характеристик значительно выше, чем у стальных.

Так же недостатком является тот факт, что КМТ более требовательны к климатическим условиям при монтаже. При низких температурах меняются прочностные характеристики труб. Они становятся жестче, уменьшается их пластичность, что может привести к повреждению КМТ в бухте при её развёртывании. Трубу необходимо постепенно и равномерно разогревать по установленной производителем технологии, что увеличивает время монтажа КМТ [5].

4 Опыт, накопленный Северной Америкой в использовании КМТ

Применение труб из композитных материалов (КМТ) и сооружением трубопроводов в мировой практике занимают уже более полувека. Первыми производителями стали американские компании – в конце 40-х годов XX века они приступили к выпуску труб из стеклопластика в индустрии водоснабжения.

За последние 15 лет в Северной Америке решение о сооружении промышленных трубопроводов для транспортировки флюидов нефти и газа из стандартной углеродистой стали, а не КМТ должно быть в большинстве случаев обосновано технически (прежде всего с точки зрения коррозионной стойкости) и экономически. Другими словами, североамериканские нефтяные компании при сооружении промышленных трубопроводов для транспортировки углеводородных флюидов (нефти и газа) рассматривают КМТ по умолчанию [2].

Опыт, накопленный Северной Америкой в использовании КМТ огромен и отражен во многочисленных научных публикациях, статьях и стандартах

разработанных для успешной реализации трубопроводных проектов. Вот некоторые из них.

1) Alberta Energy Regulator (AER), 2016. Directive 056 Process for Pipeline Applications of Fiberspar, Flexpipe, Flexcord or Flexsteel Composite Pipelines.

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

3) American Petroleum Institute, 2014. API 17J, Specification for Unbonded Flexible Pipe.

4) American Petroleum Institute, 2016. API 15S, Spoolable Reinforced Plastic Line Pipe.

5) ASTM International, 2012. ASTM D 3839, Standard Guide for Underground Installation of “Fiberglass” or (Glass Fiber Reinforced Thermosetting Resin) Pipe.

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

7) International Organization for Standardization, 2002. ISO 14692, Parts 1-4, Glass Reinforced Plastics (GRP) Piping.

Данный опыт и работы можно использовать для составления собственных стандартов и гостов для успешного введения КМТ в практику российских нефтяных компаний.

5 Расчетная часть

Для закрепления сравнительного анализа работы КМТ и стального трубопровода проведём механический расчет на прочность и гидравлический расчет обоих трубопроводов для участка Куст 105 – Т.18 Ванкорского месторождения.

Транспортируемая продукция от выкидных скважин кустовых площадок представляется собой углеводородную смесь из обводненной нефти и попутного нефтяного газа, что можно с уверенностью охарактеризовать, как

коррозионно-активную среду. Массовая доля сероводородов для нефти с Ванкорского месторождения составляет менее 2,0 мил⁻¹ (ppm).

Рассмотрим участок Куст 105 – Т.18. Здесь используется стальной трубопровод диаметром 219 мм, выполненный из стали 13ХФА с классом прочности K52. Длина участка составляет 1204 м. [15]

Исходя из максимального рабочего давления 6,3 Мпа [15] подберём КМТ в бухте разновидности «FS LPS 6 1100 (E)» (Fiberspar) от производителя NOV. Благодаря меньшим значениям шероховатости трубы относительно стальной трубы мы можем принять трубу с внешним диаметром 151 мм и толщиной стенки в 12 мм [6].

5.1 Определение исходных данных

Расчет проведем по методическому пособию Тугунова «Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов». [16]

Для технологического расчета условно примем $G = 5$ млн.т/год.

Остальные исходные данные представлены в таблице 8.

Таблица 9 – Исходные данные

Наименование показателя	Условное обозначение, единица измерения	Значение показателя
Длина нефтепровода	L , м	1204
Диаметр стального нефтепровода	D , мм	219
Толщина стенки	δ , мм	9
Диаметр композитного нефтепровода	D , мм	151
Толщина стенки	δ , мм	12
Плотность нефти при 20 °С	ρ_{20} , кг/м ³	890,2
Кинематическая вязкость при 20 °С	ν_{20} , мм ² /с	53,9

Окончание таблицы 8

Наименование показателя	Условное обозначение, единица измерения	Значение показателя
Расчетная температура нефти	$T, ^\circ C$	20
Коэффициент неравномерности перекачки	$k_{НП}$	1,07
Категория трубопровода		II

5.2 Механический расчет трубопровода

5.2.1 Проверка стального трубопровода на прочность

Абсолютные значения максимального положительного и максимального отрицательного температурных перепадов определяются по формулам:

$$\Delta T(+)=\frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E}, \quad (1)$$

$$\Delta T(-)=\frac{(1-\mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E}, \quad (2)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, град,
 $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$ град;

μ – коэффициент Пуассона, $\mu = 0,3$;

E – модуль упругости металла, МПа, $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа.

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

Значение расчетного сопротивления металла трубы определим по следующей формуле:

$$R_1 = R_{H1} \cdot \frac{m_0}{K_1 \cdot K_H} \quad (3)$$

где R_{H1} – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, $R_{H1} = 510$ МПа;

m_0 – коэффициент условий работы трубопровода, $m_0 = 0,825$;

K_1 – коэффициент надежности по материалу, $K_1 = 1,4$;

K_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода в зависимости от диаметра, $K_H = 1,1$.

Подставим значения в формулу 3 и определим расчетное сопротивление металла трубы:

$$R_1 = 510 \cdot \frac{0,825}{1,4 \cdot 1,1} = 273,214 \text{ МПа.}$$

Найдем значения формул 1 и 2:

$$\Delta T(+)=\frac{0,3 \cdot 273,214}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5}=33.157 \text{ град,}$$

$$\Delta T(-)=\frac{(1-0,3) \cdot 273,214}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5}=77.366 \text{ град.}$$

Для дальнейшего расчета принимаем большую из величин, а именно $\Delta T(-) = 77,366$ град.

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений по следующей формуле:

$$\sigma_{np.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta T + 0.3 \frac{n_1 \cdot P \cdot D_{BH}}{\delta}, \quad (4)$$

где α , μ , E – то же, что в формулах 1 и 2;

n_1 – коэффициент надежности по нагрузке, при работе «из насоса в насос» $n_1=1,15$;

P – рабочее давление трубопровода, МПа;

D_{BH} – внутренний диаметр трубопровода, мм;

δ – толщина стенки, мм.

$$\sigma_{np.N} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 77,366 + 0.3 \frac{1,15 \cdot 6,3 \cdot 201}{9} = -142,707 \text{ МПа.}$$

Проверку трубопроводов на прочность производят по условию:

$$|\sigma_{np.N}| \leq \psi_2 \cdot R_1 \quad (5)$$

где $\sigma_{np.N}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при сжимающих ($\sigma_{np.N} < 0$) определяем по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1} \quad (6)$$

где $\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц} = n_1 \cdot \sigma_{кц}^H, \quad (7)$$

где n_1 – то же, что в формуле 4;

$\sigma_{кц}^H$ – кольцевые напряжения от рабочего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta}, \quad (8)$$

$$\sigma_{кц}^H = \frac{6,3 \cdot 201}{2 \cdot 9} = 70,35 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{кц} = 1,15 \cdot 70,35 = 80,9 \text{ МПа.}$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{80,9}{273,214} \right)} - 0,5 \cdot \frac{80,9}{273,214} = 0,734.$$

Производим проверку трубопровода на прочность по условию 5:

$$|-142,707| \leq 0,734 \cdot 273,214$$

$$|-101,792| \leq 200,539.$$

Условие выполняется.

5.2.2 Проверка композитного трубопровода на прочность

Расчеты будут произведены аналогично пункту 5.2.1, но с использованием коэффициентов для принятого композитного трубопровода:

α – коэффициент линейного расширения материала трубы, град,
 $\alpha = 15,7 \cdot 10^{-6}$ град;

μ – коэффициент Пуассона, $\mu = 0,39$;

E – модуль упругости стеклопластика, МПа, $E = 0,2 \cdot 10^5$ МПа;

R_{H1} – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, $R_{H1} = 350$ МПа [14].

Рассчитаем абсолютные значения максимального положительного и максимального отрицательного температурных перепадов по формулам 1 и 2.

Для этого сначала определим расчетное сопротивление материала трубы по формуле 3:

$$R_1 = 350 \cdot \frac{0,825}{1,4 \cdot 1,1} = 187,5.$$

$$\Delta T(+) = \frac{0,39 \cdot 187,5}{15,7 \cdot 10^{-6} \cdot 0,2 \cdot 10^5} = 116,441 \text{ град},$$

$$\Delta T(-) = \frac{(1 - 0,39) \cdot 187,5}{15,7 \cdot 10^{-6} \cdot 0,2 \cdot 10^5} = 182,126 \text{ град}.$$

Для дальнейшего расчета принимаем большую из величин, а именно $\Delta T(-) = 182,126$ град.

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений по формуле 4:

$$\sigma_{np.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta T + 0,3 \frac{n_1 \cdot P \cdot D_{BH}}{\delta},$$

$$\sigma_{np.N} = -15,7 \cdot 10^{-6} \cdot 0,2 \cdot 10^5 \cdot 182,126 + 0,3 \frac{1,15 \cdot 142 \cdot 6,3}{12} = -34,185 \text{ МПа}.$$

Проводим проверку условия 5, повторяя расчет по формулам 6, 7, 8 для композитной трубы:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{6,3 \cdot 127}{2 \cdot 12} = 33,338 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{кц} = 1,15 \cdot 33,338 = 38,339 \text{ МПа.}$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{38,339}{187,5} \right)} - 0,5 \cdot \frac{38,339}{187,5} = 0,818$$

$$|-34,185| \leq 0,818 \cdot 187,5$$

$$|-34,185| \leq 153,375.$$

Условие выполняется.

5.3 Гидравлический расчет трубопровода

5.3.1 Гидравлический расчет стального трубопровода

Часовая производительность трубопровода находится по формуле:

$$Q = \frac{G \cdot k_{НП}}{24 \cdot N_p \cdot \rho} \cdot 10^9, \quad (9)$$

где G – годовая производительность трубопровода, млн.т/год;

$k_{НП}$ – коэффициент неравномерности перекачки, $k_{НП} = 1,07$;

N_p – число суток работы нефтепровода в течение года, $N_p = 365$;

ρ – плотность нефти при рабочей температуре, кг/м³.

Подставим значения из исходных данных и получим:

$$Q = \frac{5 \cdot 1,07}{24 \cdot 365 \cdot 890,2} \cdot 10^9 = 686,06 \text{ м}^3/\text{час}.$$

Секундный расход нефти и её средняя скорость определяются по следующим формулам:

$$Q = \frac{Q}{3600}, \quad (10)$$

где Q – пропускная часовая способность, м³/ч.

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2} \quad (11)$$

$$Q = \frac{686,06}{3600} = 0,191 \text{ м}^3/\text{с}.$$

$$v = \frac{4 \cdot 0,191}{3,14 \cdot 0,201^2} = 6,019 \text{ м/с}.$$

Определим число Рейнольдса с целью определения режима течения нефти по формуле:

$$\text{Re} = \frac{v \cdot D_{\text{вн}}}{\nu_T}, \quad (12)$$

где v – средняя скорость нефти, м/с;

ν_T – кинематическая вязкость нефти;

$$Re = \frac{6,019 \cdot 0,201}{53,9 \cdot 10^{-6}} = 22445,622$$

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

В нашем случае, режим течения нефти – турбулентный.

При турбулентном режиме течения различают три зоны трения гидравлически гладких труб (коэффициент гидравлического сопротивления λ зависит только от Re); смешанного трения (λ зависит от Re и относительной шероховатости ε) и квадратичного трения (λ зависит только от ε).

Границами этих зон являются переходные числа Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{10}{\varepsilon} \text{ и } Re_2 = \frac{500}{\varepsilon}, \quad (13)$$

где ε – относительная шероховатость труб, выраженная через эквивалентную шероховатость и внутренний диаметр нефтепровода.

Относительная шероховатость находится по формуле:

$$\varepsilon = \frac{K_{\varepsilon}}{D_{вн}}, \quad (14)$$

где K_{ε} – эквивалентная шероховатость, мм, $K_{\varepsilon} = 0,75$.

$$\varepsilon = \frac{0,75}{201} = 0,00373.$$

Теперь необходимо определить в какой зоне трения течет жидкость, для этого определим граничные значения Re по формулам 13:

$$Re_1 = \frac{10}{0,00373} = 2680,965.$$

$$Re_2 = \frac{500}{0,00373} = 134048,257.$$

Видно, что выполняется условие $Re_1 < Re < Re_2$, так как $2680,965 < 22445,622 < 134048,257$, то течение нефти происходит в зоне смешанного трения и коэффициент гидравлического сопротивления вычисляем по формуле:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\varepsilon + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (15)$$

где Re – число Рейнольдса;

ε – относительная шероховатость труб.

Рассчитаем коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(0,00373 + \frac{68}{22445,622} \right)^{0,25} = 0,032.$$

5.3.2 Гидравлический расчет для композитного трубопровода

Расчет проведем аналогично пункту 5.3.1, но с учетом того, что эквивалентная шероховатость стеклопластиковых труб составляет не более 0,1 мм [14].

Рассчитаем новое значение скорости течения нефти, числа Рейнольдса, его границ и относительной шероховатости по формулам 11, 12, 13 и 14:

$$v = \frac{4 \cdot 0,191}{3,14 \cdot 0,127^2} = 15,078 \text{ м/с};$$

$$\text{Re} = \frac{15,078 \cdot 0,127}{53,9 \cdot 10^{-6}} = 35526,377;$$

$$\varepsilon = \frac{0,1}{77} = 0,0013;$$

$$\text{Re}_1 = \frac{10}{0,0013} = 7692,308;$$

$$\text{Re}_2 = \frac{500}{0,0013} = 384615,385.$$

При изменении параметра шероховатости трубы видно, что выполняется условие $\text{Re}_1 < \text{Re} < \text{Re}_2$, так как $7692,308 < 35526,377 < 384615,385$, то течение нефти происходит в зоне смешанного трения и коэффициент гидравлического сопротивления вычисляем по формуле 15:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(0,0013 + \frac{68}{35526,377} \right)^{0,25} = 0,026.$$

5.4 Вывод

По результатам сравнительного расчета стального и композитного трубопровода можно сделать вывод, что за счет меньшей эквивалентной

шероховатости труб уменьшается коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода, а следовательно, будут уменьшаться и потери напора на трение, что положительно влияет на весь процесс транспортировки нефтяной эмульсии.

6 Безопасность и экологичность

Все предприятия нефтегазовой промышленности относятся к опасным производственным объектам. Для безопасной эксплуатации этих объектов огромная доля внимания уделяется таким понятиям, как безопасность производства, сохранение окружающей среды и предупреждение аварий и чрезвычайных ситуаций.

Деятельность по защите здоровья сотрудников и экологического состояния окружающей среды нашла свое отражение в сборниках норм и стандартов по безопасной работе предприятия.

Именно благодаря соблюдению требований, указанных в этих нормативных документах, у производства получается сохранять в пределах допустимых значений вредные производственные факторы, различные экологические показатели, а также избегать ущерба от чрезвычайных ситуаций и аварий.

6.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Согласно ГОСТ 12.0.003 [17] проведём анализ опасных и вредных производственных факторов трубопроводчика линейного, разбив их в соответствии с тем же ГОСТом на категории по свойствам воздействия на человека:

- 1) физические;
- 2) химические;

- 3) биологические;
- 4) психофизиологические.

Опасные и вредные производственные факторы, возникающие при монтаже и эксплуатации трубопровода из композитных труб, представлены в таблице 9.

Таблица 10 – Потенциально опасные и вредные производственные факторы при проведении работ по монтажу и эксплуатации трубопровода из композитных материалов по ГОСТ 12.03.003

Категория	Список опасных и вредных производственных факторов
Физические	Повышенные уровни шума и вибрации, падения с высоты, отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения, опасность падения грузов.
Химические	Попадание в организм человека токсичных и раздражающих веществ
Биологические	Возможность попадания в организм бактерий или вирусов, способных вызвать инфекцию.
Психофизиологические	Физические и эмоциональные перегрузки, связанные с тяжестью и трудоемкостью рабочего процесса,

По основному виду экономической деятельности «Транспортирование по трубопроводам нефти» устанавливаем класс профессионального риска, характеризующего уровень профессионального травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по обязательному социальному страхованию – I.

Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляет 0,2 % к начисленной оплате труда [18].

При выполнении работ возможны следующие аварийные ситуации:

- падение предметов;

- разливы нефти;
- взрывы;
- возгорания.

6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Местом проведения работ является Ванкорское месторождение, которое находится в Туруханском районе.

В географическом отношении район месторождения находится в северной части Красноярского края. Район характеризуется зоной сплошного распространения многолетнемерзлых пород. Расположен в 16 (IV) климатическом регионе, со средней температурой зимних месяцев - 41 °С, средняя скорость ветра составляет 1,3 м/с. [18]

Климат района – арктический, с продолжительными зимами и неустойчивой температурой летом. Среднегодовая температура составляет - 9 °С. Зима длится восемь месяцев. Наиболее теплый месяц – июль, самая высокая температура в июле составляет +34 °С. Наиболее холодные месяцы – январь и февраль, с максимальной температурой до -64 °С [19].

Осадки преимущественно летние в виде дождя, количество их колеблется от 400...600 мм в год [19].

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

Работы по монтажу промыслового нефтепровода производятся на открытой площадке в светлое время суток. Работы при температуре ниже -30 °С производить запрещается.

Оборудование для обслуживания нефтепровода располагается в специальных отапливаемых помещениях и на открытых площадках.

Категория работ по энергозатратам составляет II б [18].

Работы относятся к IV классу опасности по данным о токсической опасности [20].

Так как район размещения месторождения находится в зоне Крайнего Севера, устанавливаются перерывы для обогрева рабочих в специальных отапливаемых помещениях.

6.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Композитный нефтепровод в бухте диаметром $D = 101$ мм, длиной $L = 1204$ м при рабочем давлении $P = 6,3$ МПа относится ко II классу опасности [15].

Монтаж нефтепровода из композитных материалов производится на открытых площадках.

При работах с электрическим оборудованием используется заземление.

При работе с перегретыми поверхностями используется спецодежда согласно [15].

При производстве работ в зонах повышенного шума и общей вибрации от применяемого при монтаже и эксплуатации нефтепровода оборудования происходит превышение предельно допустимых значений в 50 децибел [21], при работах используются противозумные наушники «FIT 12104».

Работы производятся при естественном освещении в светлое время суток, при проведении работ в темное время суток, освещенность составляет не менее 30 люкс [22]. Это достигается установкой трёх прожекторов «AR-LINE», что подтверждают измерения проведенные при проведении оценки условия труда на рабочих местах.

Перед проведением работ используется газоанализатор «Optima 7», при превышении норм предельно допустимых концентраций (0,8 ПДК) производство работ запрещено [23].

Для уменьшения психофизических перегрузок предусмотрены зоны досуга и отдыха.

6.4 Обеспечения безопасности технологического процесса

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

При проведении работ по ремонту нефтепровода использовать искробезопасный инструмент, прошедший проверку аттестационной комиссией.

Рабочее напряжение, питающее инструменты при ремонте трубы из композитного материала 40 В [7].

Металлические фитинги заземлены, заземление выполнено в виде стержневого проводника диаметром 1 см, углубленного в землю 2 м [24].

Во время выполнения работ используются средства индивидуальной защиты [15].

6.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

При проведении работ с КМТ и их деталями соблюдаются действующие в нефтяной промышленности правила по противопожарной технике безопасности.

При проведении работ с КМТ и их деталями соблюдаются действующие в нефтяной промышленности правила по противопожарной технике безопасности.

Запрещается курить и производить действия, ведущие к воспламенению.

При работах с металлическими фитингами возможно образование искр, выделение тепла, следовательно категории производства по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории «Г», так как в процессе работы

присутствуют вещества и материалы, обработка которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени [25].

Источник возникновения пожара при проведении работ – человеческий фактор.

На площадках обслуживания нефтепровода имеются первичные средства пожаротушения.

6.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Надежная безаварийная работа КМТ и безопасность его эксплуатации обеспечиваются постоянным наблюдением за состоянием КМТ и их деталей, своевременным ремонтом в объеме, определенном при осмотре и ревизии, а также обновлением всех элементов КМТ по мере их износа.

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

В случае возникновения пожара (аварии) следует немедленно вызвать пожарную команду (аварийную бригаду) одновременно с этим приступить к ликвидации пожара (аварии) всеми имеющимися силами и средствами [26].

6.7 Экологичность проекта

В соответствии с действующим законодательством предусмотрены мероприятия по охране окружающей среды

Источниками загрязнения атмосферного воздуха и почвы при подземной прокладке трубопровода являются следующие факторы:

- выхлопные газы работающих строительных машин;

- вырубка деревьев при подготовке строительного-монтажных работ и временных «лежневок» для проезда строительной техники к месту прокладки;
- разрушение почвы при разработке траншей.

Для выполнения требований по охране окружающей среды предусматривается выполнение следующих мероприятий:

- проведение рекультивационных работ на всех нарушенных строительством участках земли;
- во избежание повреждения подземных трубопроводов в зоне производства строительного-монтажных работ предусматривается устройство проездов через действующие коммуникации из железобетонных дорожных плит по насыпи из минерального грунта.
- для предотвращения утечек транспортируемых продуктов в атмосферу предусмотрена герметизация оборудования КМТ и запорной арматуры.

На каждом этапе строительства организации, принимающие участие в приемке работ по монтажу КМТ, обязаны строго следить за соблюдением требований защиты окружающей среды [27].

7 Экономическая часть

Строительство промышленного трубопровода – достаточно сложный и дорогостоящий проект, состоящий из таких вещей, как затраты на закупку, транспортировку и монтаж.

Компании, занимающиеся строительством и эксплуатацией трубопроводов, ищут способы и пути уменьшения затрат, при этом упорно стараясь повысить качество и долговечность их работы. Решением данной проблемы может оказаться трубопровод, произведенный из композитных материалов. В отличие от стальных, такой трубопровод обладает высокой коррозионной стойкостью, а следовательно, и имеет более высокий срок службы. Также стоит добавить, что установка такого трубопровода требует меньше людей и оборудования.

Для того, чтобы обосновать экономическую эффективность произведём сравнение затрат на строительство промышленного нефтепровода из стали и из композитных материалов.

Сравнение экономических затрат будет осуществляться по следующим позициям:

- закупка труб для трубопровода и их транспортировка;
- затраты на материалы и оборудование;
- оплата труда;
- страховые взносы.

По результатам экономического анализа будет определен наиболее экономически выгодный вариант.

7.1 Затраты на закупку труб для промышленного нефтепровода

7.1.1 Затраты на закупку стальных труб

Исходя из исходных данных технологического расчета было установлено, что используется низколегированная сталь класса прочности К52 13ХФА диаметром 219 мм и толщиной стенки 9 мм.

Длина трубопровода составляет 1204 м.

Компания «ООО ТД МеталлТоргСервис» предоставляет трубы под необходимые параметры.

Источник цен: http://www.metalltorg74.ru/goods/118839073-truba_besshovnaya_219kh9_5_st_13khfa_gost_8732_78

Стоимость одной трубы 76000 рублей за тонну. Длина одной трубы составляет 9 м. Зная плотность стали 13ХФА ($\rho = 7680 \text{ кг/м}^3$) определим вес одной трубы:

$$m = 7680 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (0,219^2 - 0,201^2) \cdot 9 = 410,419 \text{ кг}$$

Определим количество труб, необходимых для строительства линейной части трубопровода по формуле:

$$K_T = \frac{L_H}{L_T}, \quad (16)$$

где K_T – необходимое количество труб, шт.;

L_H – длина нефтепровода, м;

L_T – длина трубы, м.

Произведем расчет:

$$K_T = \frac{1204}{9} = 134 \text{ шт.}$$

Далее определим вес трубопровода:

$$M_H = K_T \cdot M_T \quad (17)$$

где M_H – масса трубопровода, т;

K_T – то же, что в формуле 1;

M_T – масса одной трубы, т..

$$M_H = 134 \cdot 0,410 = 55 \text{ т.}$$

Найдём стоимость покупки труб для нефтепровода по формуле:

$$C_T = M_H \cdot Ц_T \quad (18)$$

где C_T – стоимость труб для трубопровода, руб.;

M_H – масса труб, т.;

C_T – цена за 1 тонну труб, руб..

$$C_T = 55 \cdot 76000 = 4180000 \text{ руб.}$$

7.1.2 Затраты на закупку композитного трубопровода

Характеристики трубы Flexpipe компании Showcor представлены в таблице 10.

Таблица 11 – Характеристики композитной трубы

Показатели	Характеристики	Источник
Длина бухты, м	512	www.nov.com
Диаметр внешний, мм	151	
Диаметр внутренний, мм	127	
Вес бухты, кг	3,308	
Максимальное давление, МПа	7,9	
Стоимость, руб/т	180000 руб/т	http://www.polimak.ru

Количество труб для нефтепровода рассчитаем по формуле 16:

$$K_T = \frac{1204}{512} = 2,352 \approx 3 \text{ шт.}$$

Вес труб определим по формуле 17:

$$M_H = 3 \cdot 3,308 = 9,924 \text{ т.}$$

Стоимость трубопровода по формуле 18:

$$C_T = 9,924 \cdot 180000 = 1786320 \text{руб.}$$

7.2 Затраты на транспортировку труб

Условно примем, что расстояние от завода изготовителя до места проведения строительных работ 1500 км. Так как строительство трубопроводов зачастую проводится там, где отсутствуют или не всегда присутствуют железные дороги и морской или речной транспорт, транспортировка будет производиться автомобильным транспортом.

Для транспортировки труб воспользуемся услугами по аренде трубовозов от компании «Транслинии». Тариф компании по аренде: 80 рублей за 1 км.

Источник цен: <https://tr-l.ru/perevozki/razlichnye-gruzy/truby/>

7.2.1 Затраты на транспортировку стальных труб

Нормы нагрузки для стальных труб компании «Транслинии» по трубе с диаметром 219 мм составляет 20 т на один трубовоз.

Определим количество необходимых трубовозов для транспортировки стальных труб по формуле:

$$K_{T-OB} = \frac{M_H}{20} \quad (19)$$

где M_H – вес трубопровода, т.

$$K_{T-OB} = \frac{55}{20} = 2.75 \approx 3 \text{ шт.}$$

Общая цена за транспортировку стального трубопровода рассчитывается по следующей формуле:

$$C_{TP-KH} = K_{T-OB} \cdot C_{TP-KH} \cdot S \quad (20)$$

где K_{T-OB} – то же, что в формуле 19;

C_{TP-KH} – ставка трубовоза, руб./км;

S – расстояние до места проведения работ.

$$C_{TP-KH} = 3 \cdot 80 \cdot 1500 = 360000 \text{ руб.}$$

7.2.2 Затраты на транспортировку труб из композитного материала

Так как трубы из композитного материала перевозятся в бухтах, а вес необходимого числа бухт не превышает заявленного максимального веса компанией. Также бухты предоставляются в катушках как вертикального, так и горизонтального исполнения, значит можно подобрать транспорт удовлетворяющим и этим параметрам, а отсюда можно сделать вывод, что количество необходимых нам бухт (3 бухты по 512 метров), можно перевезти одним трубовозом.

Значит цена за транспортировку труб из композитных материалов составит:

$$C_{TP-KH} = 1 \cdot 80 \cdot 1500 = 120000 \text{ руб.}$$

7.3 Расчет времени на проведения мероприятий по строительству трубопровода

Время на строительство включает в себя: завоз строительных материалов и оборудования, подготовка трассы, строительство временных дорог, сварка трубопровода в нитку, гидроиспытания, дефектоскопия.

Время на выполнение работ, связанных с разработкой и засыпкой траншеи, условно примем одинаковым. Однако стоит отметить, что из-за особенностей работы с композитным трубопроводом время на строительномонтажные работы будет для него меньше примерно в три раза. Источник: <https://www.shawcor.com>

Таблица 12 – Время на выполнения мероприятий по строительству

Наименование работы	Время, дни	
	Стальной	Из композитных материалов
Завоз строительных материалов и оборудования	7	7
Подготовка трассы	5	5
Строительство временных дорог	3	3
Сварка трубопровода в нитку (просто укладка для композитного)	4	1
Гидроиспытания трубопровода	2	1
Итого	21	17

На объекте проведения работ установлен 12-часовой рабочий день.

Время на выполнение проекта для стального трубопровода составит:

$$21 \cdot 12 = 252 \text{ ч,}$$

А время на выполнение проекта для трубопровода из композитных материалов составит:

$$17 \cdot 12 = 204 \text{ ч.}$$

7.4 Затраты на монтаж трубопровода

Затраты на монтаж трубопровода будут складываться из стоимости оборудования и затрат на выплату заработной платы. Для простоты расчета будем принимать необходимое минимальное количество оборудования.

7.4.1 Затраты на монтаж трубопровода из стали

В процессе проведения работ по строительству стального трубопровода потребуется специальная техника и оборудование. Их наименование, цены на покупку в соответствии с источниками представлены в таблице 12.

Таблица 13 – Необходимое оборудование и специальная техника для прокладки стального трубопровода

Наименование оборудования и специальной техники	Вид выполняемых работ	Кол-во, шт	Цена за ед. с НДС, тыс. руб.	Источник
Кран-трубоукладчик «ЧТЗ ТР20.22.01»	Подъем и спуск трубопровода в траншею	1	6800	https://exkavator.ru/trade/lot/444768/2018-chtz_tr202201.html
Экскаватор «ХСМГ ХЕ215С»	Проведение вскрышных и засыпных работ	2	7650	https://exkavator.ru/trade/lot/532826/2020-xcmg_xe215c.html
Бульдозер «ЧТЗ Т-170»	Засыпка и планировка грунта	1	4300	https://exkavator.ru/trade/lot/823505/2020-chtz_t-170.html

Окончание таблицы 12

Наименование оборудования и специальной техники	Вид выполняемых работ	Кол-во, шт	Цена за ед. с НДС, тыс. руб.	Источник
Автокран «Урал 444400»	Подъем и перемещение различных грузов	2	1490	https://spec.drom.ru/krasnoyarsk/crane/mobile/avtokran-ural-444400-ural-4320-galichanin-25t-71050545.html
Тягач «MAN TGS 33.480 6X6»	Транспорти-ровка труб и различных грузов к месту производства работ	2	6500	https://spec.drom.ru/krasnoyarsk/truck/truck-tractor/man-tgs-33.480-6x6-82502995.html
Аппарат сварочного тока «MOSA DSP 400 YSX»	Сварка	2	924,24	https://rutector.ru/products/agregat-svarochnii_universalni_i_dizelnii-mosa-dsp-400-ysx
Центратор наружный эксцентриковый	Центровка торцев труб	2	5,48	https://www.svarbi.ru/cat/centratory/2987/
Итого		11		

Из таблицы видно, что для проведения строительства стального трубопровода минимальная цифра оборудования составляет 11 единиц техники и оборудования, а стоимость составляет 44239,44 тыс. рублей.

Рассчитаем амортизационные отчисления для оборудования следующим образом:

Определи норму амортизации, исходя из его срока службы, полученного из источников цен.

Для Крана-трубоукладчика «ЧТЗ ТР20.22.01» норма амортизации составит:

$$N_{AM}^Г = \frac{100}{\text{срок службы в годах}} = \frac{100}{12} = 8,33\%,$$

Величина амортизации в год для этого же объекта составит:

$$N_{AM}^Г = 566667 \cdot 8,33\% = 472033,361 \text{ руб.}$$

Часовая норма амортизации (примем в году 8760 ч):

$$N_{AM}^Ч = \frac{472033,361}{8760} = 53,885 \text{ ч.}$$

Условно примем, что время работы всего оборудования будет одинаковым исходя из необходимости его передвижения вдоль трассы трубопровода (252 ч для стального трубопровода).

Сумму амортизации находим по следующей формуле:

$$AM = N_{AM}^Ч \cdot K_{ED} \cdot t_{\text{работы}}; \quad (21)$$

где $N_{AM}^Ч$ – норма амортизации в час, руб;

K_{ED} – количество единиц данной техники, шт;

$t_{\text{работы}}$ – время работы техники на объекте, ч.

Подставив, значение в формулу 21 получим, что сумма амортизации для Крана-Трубоукладчика «ЧТЗ ТР20.22.01» составит:

$$AM = 53,885 \cdot 1 \cdot 252 = 13,579 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчета используемого оборудования представим в таблице 13.

Таблица 14 – Амортизационные отчисления оборудования при строительстве

Объект	Цена без НДС, тыс. руб	Норма амортизации, %	Норма амортизации в год, руб	Норма амортизации в час, руб	Кол-во	Время работ, ч	Сумма амортизации, тыс. руб.
Кран-Трубоукладчик «ЧТЗ ТР20.22.01»	5666,667	8,33	472033,361	53,885	1	252	12,447
Экскаватор «ХСМГ ХЕ215С»	6375	10	637500	72,77	2	252	36,68
Бульдозер «ЧТЗ Т-170»	3583,333	16,7	598416,611	68,312	1	252	17,215
Автокран «Урал 444400»	1241,667	10	124166,7	14,174	2	252	7,144
Тягач «MAN TGS 33.480 6X6»	5416,667	12,5	677083,375	77,293	2	252	38,956
Аппарат сварочного тока «MOSA DSP 400 YSX»	770,2	20	154040	17,585	2	252	8,863
Центратор наружный эксцентриковый	4,567	10	456,7	0,052	2	252	26,208
Итого					11		147,513

Из таблицы видно, что общее число амортизационных отчислений составляет 147,513 тыс. рублей.

Основным материалом для монтажа стального трубопровода служат электроды. Подберем их исходя из имеющейся марки стали и диаметра трубы.

Согласно ГОСТ 9467 – 75 «Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы» выбираем электроды типа Э50А марки УОНИИ 13/55.

Из условия 6 электродов на один стык, рассчитаем количество электродов на всю длину трубопровода по формуле:

$$K_{\text{Э-ОВ}} = K_T \cdot K_{\text{Э}} \quad (22)$$

где K_T – то же, что в формуле 16;

$K_{\text{Э}}$ – количество электродов на стык, шт.

Рассчитаем общее количество электродов:

$$K_{\text{Э-ОВ}} = 134 \cdot 6 = 804 \text{ шт.}$$

Согласно источнику <https://www.vseinstrumenti.ru> нам предложены электроды в пачке весом 5 кг по цене 795 рублей за упаковку. Примерное количество электродов в упаковке – 75 штук. Получаем необходимое количество пачек:

$$K_{\text{УП-ОК}} = \frac{804}{75} = 10,72 \approx 11 \text{ шт.}$$

Рассчитаем общую стоимость электродов по формуле:

$$C_{\text{Э-ОВ}} = K_{\text{УП-ОК}} \cdot C_{\text{УП}} \quad (23)$$

где $K_{\text{УП-ОК}}$ – необходимое количество упаковок, шт.;

$C_{уп}$ – цена за одну упаковку, руб.

$$C_{э-об} = 11 \cdot 795 = 8745 \text{ руб.}$$

Далее определим затраты на оплату труда за период сооружения трубопровода. Примем в соответствии с условиями работы в Туруханском районе северный коэффициент 1,8 и районный коэффициент 1,6 начисляемые к тарифной ставке заработной платы. Время работы сотрудников принимаем равным общему времени проекта. Результаты расчета можно увидеть в таблице 14.

Таблица 15 – Затраты на оплату труда при строительстве стального трубопровода

Должность	Кол-во	Оклад, руб./ч	Районный коэффициент, руб.	Северная надбавка, руб.	Время проведения работ, ч	Заработная плата, руб.	Источник
Сварщик, бр	4	135	216	243	252	598752	https://uppervolga.transneft.ru/about/jobs/?print=1
Трубопроводчик линейный, бр	2	116	150,8	208,8	252	239702,4	https://uppervolga.transneft.ru/about/jobs/?print=1
Слесарь	2	108	140,4	194,4	252	223171,2	https://uppervolga.transneft.ru/about/jobs/?print=1

Окончание таблицы 14

Должность	Кол-во	Оклад, руб./ч	Районный коэффициент, руб.	Северная надбавка, руб.	Время проведения работ, ч	Заработная плата, руб.	Источник
Машинист крана	2	106	137,8	190,8	252	219038,4	https://ru.jooble.org
Машинист бульдозера	1	143	185,9	257,4	252	147747,6	https://www.avito.ru
Машинист экскаватора	2	98	127,4	176,4	252	202507,2	https://www.buhonline.ru/forum/index?g=posts&t=605840
Машинист трубоукладчика	1	113	146,9	203,4	252	116751,6	https://www.buhonline.ru/forum/index?g=posts&t=605840
Мастер	1	251	326,3	451,8	252	259333,2	https://ru.jooble.org
Дефектоскопист	2	202	262,3	363,6	252	417261,6	https://ru.jooble.org
Итого	17					2424265,2	

Затраты на заработную плату за период строительства трубопровода составляют – 2424,265 тыс. рублей.

Теперь рассчитаем страховые взносы, для этого берём 30% от общего фонда заработной платы:

$$C_{СТР.В} = 1064492,352 \cdot 0,3 = 727279,56 \text{ руб.}$$

7.4.2 Затраты на монтаж композитного трубопровода

Затраты, требуемые для прокладки композитного трубопровода, рассчитываются аналогичным образом, как и для стального, за исключением следующих особенностей:

- из-за простоты укладки требуется в несколько раз меньше оборудования и в несколько раз меньше людей;

- для соединения труб из композитных материалов не требуется сварка, трубы соединяются с помощью фитингов, стоимость которых уже входит в стоимость труб.

С учетом вышеперечисленных изменений рассчитаем общие затраты на сооружение композитного трубопровода.

Необходимая техника для прокладки трубопровода указана в таблице 15.

Таблица 16 – Необходимая техника и оборудования для строительства композитного трубопровода

Наименование оборудования и специальной техники	Вид выполняемых работ	Кол-во, шт	Цена за ед. с НДС, тыс. руб.	Источник
Экскаватор «XCMG XE215C»	Проведение вскрышных и засыпных работ, растягивание бухты трубопровода	2	7650	https://exkavator.ru/trade/lot/532826/2020-xcmg_xe215c.html
Бульдозер «ЧТЗ Т-170»	Засыпка и планировка грунта	1	4300	https://exkavator.ru/trade/lot/823505/2020-chtz_t-170.html

Окончание таблицы 15

Наименование оборудования и специальной техники	Вид выполняемых работ	Кол-во, шт	Цена за ед. с НДС, тыс. руб.	Источник
Автокран «Урал 444400»	Подъем и перемещение различных грузов	1	1490	https://spec.drom.ru/krasnoyarsk/crane/mobile/avtokran-ural-444400-ural-4320-galichanin-25t-71050545.html
Тягач «MAN TGS 33.480 6X6»	Транспорти-ровка катушек с КМТ и различных грузов к месту производства работ	2	6500	https://spec.drom.ru/krasnoyarsk/truck/truck-tractor/man-tgs-33.480-6x6-82502995.html
Итого		6		

Из таблицы видно, что для строительства трубопровода из композитных материалов требуется 6 единиц специальной техники, а общая стоимость оборудования составляет 34090 тыс. рублей.

Также проведем расчет амортизационных отчислений для необходимого оборудования способом, описанным в пункте 1.4.1. Расчет представлен в таблице 16.

Амортизационные отчисления по оборудованию составляют 78,054 тыс. рублей.

Из-за того, что для соединения композитного трубопровода не нужна сварка, а все фитинги идут в комплекте, то будет отсутствовать расчет материалов для монтажа.

Таблица 17 – Амортизационные отчисления для оборудования КМТ

Объект	Цена без НДС, тыс. руб	Норма амортизации, %	Норма амортизации в год, руб	Норма амортизации в час, руб	Кол-во	Время работ, часов	Сумма амортизации, тыс. руб.
Экскаватор «XCMG XE215C»	6375	10	637500	72,77	2	204	29,69
Бульдозер «ЧТЗ Т-170»	3583,333	16,7	598416,611	68,312	1	204	13,936
Автокран «Урал 444400»	1241,667	10	124166,7	14,174	1	204	2,892
Тягач «MAN TGS 33.480 6X6»	5416,667	12,5	677083,375	77,293	2	204	31,536
Итого					6		78,054

Далее, также как и для стального, определим затраты на оплату труда за рабочий период, требуемый для реализации строительства композитного трубопровода. Принимаем те же северный коэффициент 1,8 и районный коэффициент 1,6, начисляемые к тарифной ставке заработной платы. Результат расчета представлен в таблице 17.

После вычисления общего фонда заработной платы рассчитаем страховые взносы (30%):

$$C_{СТР.В} = 955,169 \cdot 0,3 = 286,551 \text{руб.}$$

Таблица 18 – Фонд оплаты труда для строительства трубопровода из композитных материалов

Должность	Кол-во	Оклад, руб./ч	Районный коэффициент, руб.	Северная надбавка, руб.	Время проведения работ	Заработная плата, руб.	Источник
Трубопроводчик линейный, бр	2	116	150,8	208,8	204	194044,8	https://uppervolga.transneft.ru/about/jobs/?print=1
Слесарь	1	108	140,4	194,4	204	90331,2	https://uppervolga.transneft.ru/about/jobs/?print=1
Машинаст крана	2	106	137,8	190,8	204	177316,8	https://ru.jooble.org
Машинаст бульдозера	1	143	185,9	257,4	204	119605,2	https://www.avito.ru
Машинаст экскаватора	2	98	127,4	176,4	204	163934,4	https://www.buhonline.ru/forum/index?g=posts&t=605840
Мастер	1	251	326,3	451,8	204	209936,4	https://ru.jooble.org
Итого	9					955168,8	

7.5 Затраты во время эксплуатации трубопровода

Эксплуатационные затраты будут характеризоваться величиной амортизации эксплуатируемого оборудования, в нашем случае труб, и

величиной заработной платы, выплачиваемой работникам, занимающимся обслуживанием трубопровода.

Для сравнения условно примем срок выплат, равный одному году.

7.5.1 Затраты на обслуживание стального трубопровода

Амортизационные отчисления по трубе представлены в таблице 18.

Таблица 19 – Амортизационные отчисления при эксплуатации стального трубопровода

Оборудование	Кол-во, шт	Цена за ед., без НДС, руб	Срок эксплуатации, лет	Норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений за год, руб
Стальные трубы	134	25966,667	10	10%	348333,333

Далее определим затраты на оплату труда за год, требуемый для проведения операций по очистке и ремонту стального трубопровода. Результат расчета показан в таблице 19. Северный коэффициент и районный коэффициент остаются те же.

Таблица 20 – Фонд заработной платы за год эксплуатации трубопровода

Должность	Кол-во	Оклад, руб.	Районный коэффициент, руб.	Северная надбавка, руб.	В месяц на одного работника	Годовой фонд заработной платы, руб.
Сварщик, бр	2	45360	58968	81648	185976	4463424

Окончание таблицы 19

Должность	Кол-во	Оклад, руб.	Районный коэффициент, руб.	Северная надбавка, руб.	В месяц на одного работника	Годовой фонд заработной платы, руб.
Трубопроводчик линейный, бр	4	38976	50668,8	70156,8	159801,6	7670476,8
Слесарь	2	36288	47174,4	65318,4	148780,8	3570739,2
Водитель	2	30000	39000	54000	123000	2952000
Мастер	1	84336	109636,8	151804,8	345777,6	4149331,2
Итого	9					22805971,2

Также рассчитаем страховые взносы:

$$C_{СТР.В} = 22805971,2 \cdot 0,3 = 6841791,36 \text{ руб.}$$

7.5.2 Затраты на обслуживание композитного трубопровода

Амортизационные отчисления по трубе из композитного материала показаны в таблице 20.

Таблица 21 – Амортизационные отчисления при эксплуатации композитного трубопровода

Оборудование	Кол-во, шт	Цена за ед., без НДС, руб	Срок эксплуатации, лет	Норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений за год, руб
Стальные трубы	2	664200	30	3,3%	21918,6

Трубопровод из композитных материалов не требует очистки скрепками благодаря тому, что материал композитного трубопровода является инертным к парафиновым отложениям, значит, операции по очистке трубопровода не проводятся. Кроме того, ремонт трубопровода не требует сварочных работ.

Затраты на оплату труда при работе с композитным трубопроводом указаны в таблице 21.

Таблица 22 – Фонд заработной платы за год эксплуатации композитного трубопровода

Должность	Кол-во	Оклад, руб.	Районный коэффициент, руб.	Северная надбавка, руб.	В месяц на одного работника	Годовой фонд заработной платы, руб.
Трубопроводчик линейный, бр	2	38976	50668,8	70156,8	159801,6	3837638,4
Слесарь	1	36288	47174,4	65318,4	148780,8	1785369,6
Водитель	1	30000	39000	54000	123000	1476000
Мастер	1	84336	109636,8	151804,8	345777,6	4149331,2
Итого	5					11248339,2

Также рассчитаем страховые взносы:

$$C_{СТР.В} = 11248339,2 \cdot 0,3 = 3374501,76 \text{ руб.}$$

7.6 Сравнение затрат при строительстве и эксплуатации трубопровода из стали и трубопровода из композитных материалов

7.6.1 Сравнение затрат на строительство

Капитальные затраты на строительство трубопровода будут рассчитываться по формуле:

$$ЗАТ_{КАП} = C_T + C_{ТР-КИ} + C_{ОБ-Я} + AM_{ОТЧ} + C_{Э-ОВ} + ФОТ + C_{СТР.В} \quad (24)$$

где C_T – стоимость покупки труб, тыс. руб.;

$C_{ТР-КИ}$ – стоимость транспортировки труб, тыс. руб.;

$C_{ОБ-Я}$ – стоимость покупки оборудования, тыс. руб.;

$AM_{ОТЧ}$ – амортизационные отчисления, тыс. руб.;

$C_{Э-ОВ}$ – стоимость электродов, тыс. руб. (только для стального трубопровода);

ФОТ – фонд оплаты труда, тыс. руб.;

$C_{СТР.В}$ – страховые взносы, тыс. руб..

По формуле 24 рассчитаем затраты на строительство стального трубопровода:

$$\begin{aligned} ЗАТ_{КАП} &= 4180 + 360 + 44239,44 + 147,513 + 8,745 + 2424,265 + 727,28 = \\ &= 52087,243 \text{ тыс.руб.} \end{aligned}$$

Также рассчитаем капитальные затраты на строительство трубопровода из композитного материала:

$$\begin{aligned} ЗАТ_{КАП} &= 1786,32 + 120 + 34090 + 78,054 + 955,169 + 286,551 = \\ &= 37316,094 \text{ тыс.руб.} \end{aligned}$$

Для наглядности представим результаты вычислений в таблице 22 и проиллюстрируем их на гистограмме 14.

Таблица 23 – Капитальные затраты на строительство трубопроводов

Затраты	Трубопровод стальной	Трубопровод композитный	Экономия при использовании композита
Стоимость покупки трубы, тыс. руб.	4180	1786,32	2393,68
Транспортировка труб, тыс. руб.	360	120	240
Стоимость оборудования для строительств, тыс. руб.	44239,44	34090	10149,44
Соединение труб, тыс. руб.	8,845	х	8,845
Фонд оплаты труда, тыс. руб.	2424,265	955,169	1469,069
Страховые взносы, тыс. руб.	727,28	286,551	440,729
Амортизационные отчисления, тыс. руб.	147,513	78,054	69,459
Капитальные затраты, тыс. рублей	52087,243	37316,094	14771,149

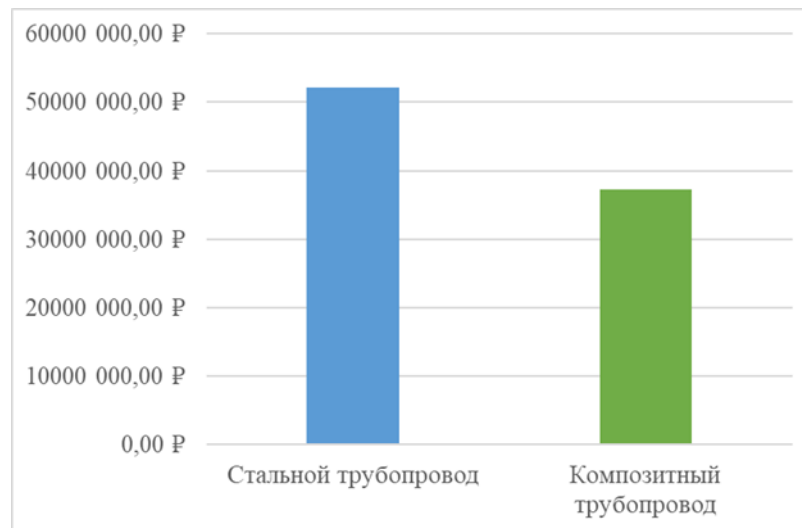


Рисунок 14 – Капитальные затраты на строительство трубопроводов

7.6.2 Затраты на обслуживание трубопроводов

Затраты на обслуживание трубопроводов в год находятся по формуле:

$$ЗАТ_{ЭК} = АМ_{ОТЧ} + ФОТ + С_{СТР.В} \quad (25)$$

где $АМ_{ОТЧ}$ – амортизационные отчисления, тыс. руб.;

$ФОТ$ – фонд оплаты труда, тыс. руб.;

$С_{СТР.В}$ – страховые взносы, тыс. руб..

Рассчитаем затраты на обслуживание стального трубопровода:

$$ЗАТ_{ЭК} = 348,333 + 22805,971 + 6841,791 = 29996,095 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на обслуживание композитного трубопровода составят:

$$ЗАТ_{ЭК} = 21,919 + 11248,339 + 3374,502 = 14644,76 \text{ тыс. руб.}$$

Для наглядности результаты вычислений представим в таблице 23 и на гистограмме 15.

Таблица 24 – Эксплуатационные затраты на годовое обслуживание трубопроводов

Затраты	Трубопровод стальной	Трубопровод композитный	Экономия при использовании композита
Фонд оплаты труда, тыс. руб.	22805,971	11248,339	11557,632
Страховые взносы, тыс. руб.	6841,791	3374,502	3467,289
Амортизационные отчисления, тыс. руб.	348,333	21,919	326,414
Эксплуатационные затраты, тыс. рублей	29996,095	14644,76	15351,335

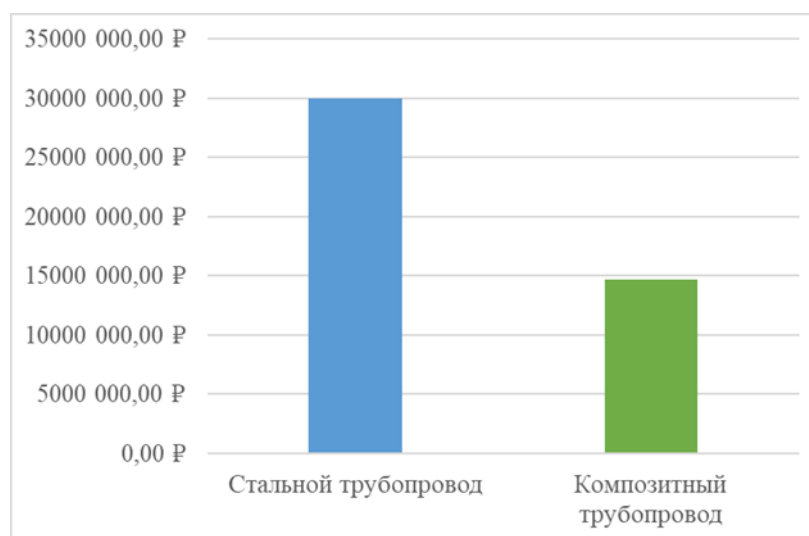


Рисунок 15 – Эксплуатационные затраты на годовое обслуживание трубопроводов

Из приведенных выше расчетов видно, что экономия при использовании трубопровода из композитных материалов достигается за счёт следующих факторов:

- меньшая масса трубы, что снижает затраты на транспортировку;
- простота конструкции и отсутствие сварки позволяют сократить человеческий ресурс и количество необходимого оборудования, а также повысить скорость работы;

На основе перечисленных факторов можно сделать вывод, что экономически выгодно использовать трубы из композитного материала при строительстве трубопроводов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной работы были выполнены следующие задачи:

- разобраны основные композитные материалы, используемые при производстве композитных труб, представлены рабочие параметры данных труб;
- рассмотрены разновидности композитных трубопроводов, предлагаемых иностранными и российскими компаниями;
- рассмотрены особенности сооружения и монтажа трубопроводов из композитных материалов, а также описаны его преимущества и недостатки перед стальным;
- проведён сравнительный расчет гидравлических характеристик трубопровода из композитных материалов и стального действующего трубопровода с Ванкорского месторождения;
- проведено сравнение экономических затрат на строительство и обслуживание композитного и стального трубопроводов.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

КМ – композитный материал

КМТ – трубопровод из композитных материалов

ПАТ – полимерно-армированные трубы

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Острейковский, В. А. Статистический анализ надежности нефтепромысловых трубопроводов / В. А. Острейковский, Я. В. Силин // Нефтегазовое дело. – 2008. - №1.
- 2 Шакиров, Р. Н. Использование труб из композитных материалов / Р. Н. Шакиров // Трубопроводный транспорт углеводородов. – 2018. – С. 138–146.
- 3 Бондалетова, Л. И. Полимерные композиционные материалы (часть 1): учеб. пособие для вузов / Л. И. Бондалетова, В. Г. Бондалетов. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013 – 118 с.
- 4 Патентный поиск в РФ [Электронный ресурс] : база данных содержит сведения о действующих российских патентах – Режим доступа: <http://www.freepatent.ru/patents/2115754>.
- 5 Canadian Standards Association, 2015. CSA Z662-15, Oil and Gas Pipeline Systems.
- 6 Fiberspar Spoolable Fiberglass Pipe : техн. информация / National Oilwell Varco [сайт]. – Режим доступа: <https://www.nov.com/products-and-services/document-library>.
- 7 Flexpipe Systems : техн. информация / A ShowCor Company [сайт]. – Режим доступа: <https://www.shawcor.com/composite-systems/composite-linepipe/linepipe-products/flexpipe-linepipe>.
- 8 Flexsteel Pipe : техническая информация / Flexsteel [сайт]. – Режим доступа: <https://www.flexsteelpipe.com>.
- 9 Alberta Energy Regulator (AER), 2016. Directive 056 Process for Pipeline Applications of Fiberspar, Flexpipe, Flexcord or Flexsteel Composite Pipelines.
10. PE Flex Plus RT : техн. информация / Baker Hughes Company [сайт]. – Режим доступа: <https://www.thermoflexpipe.com>.
- 11 ГОСТ Р 56277 – 2014 Трубы и фитинги композитные полимерные для внутрипромысловых трубопроводов. Технические условия. – Введ. 01.01.2016. – Москва: Стандартинформ, 2015.

12 Электронный каталог компании «Сафит» [Электронный ресурс] : Разработка, проектирование, опытное и серийное изготовление и испытания изделий из композиционных материалов – Режим доступа: <https://safit.su/oil-pipe.html#prettyPhoto>.

13 Электронный каталог компании «СибМашПолимер» [Электронный ресурс] : Полимерно-армированные трубы ПАТ с металлическим каркасом – Режим доступа: https://www.sibmashpolymer.ru/activities/trubi/polimerno_armirovannye_truby_pat_s_metallicheskim_karkasom/

14 Электронный каталог компании «Завод стеклопластиковых труб» [Электронный ресурс] : Характеристики стеклопластиковых труб – Режим доступа: <https://zst.ru/products/truboprovody>.

15 Технологический регламент ООО «РН-Ванкор». Эксплуатация нефтегазосборных трубопроводов Ванкорского месторождения. – Введ. 25.07.2016.

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

17 ГОСТ 12.0.003 Система стандартов и безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ.10.12.2015 – Москва : Стандартинформ, 2016 – 9 с.

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

19 Энциклопедия Красноярского края [Электронный ресурс] : Туруханский район. – Режим доступа: <http://my.krskstate.ru/docs/regions/turukhanskiy-rayon>

20 ГОСТ 32419 – 2013 Классификация опасности химической продукции. Общие требования (с Поправкой). – Введ. 01.08.2014.

21 ГОСТ 12.1.003 – 83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением №1). – Введ. 01.07.1984. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002.

22 ГОСТ 12.1.046 – 85 ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок. – Введ. 01.01.1986. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2001.

23 ГН 2.2.5. 3532 – 18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – Взамен ГН 2.2.5ю 2439-09; введ.13.02.2018.

24 ГОСТ 12.1.030 – 81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением №1) – Введ. 01.07.1982. – Москва: ИПК издательство стандартов, 2001.

25 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением №1) – Введ. 01.05.2009. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009.

26 ГОСТ 12.3.047 – 2012 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических объектов. Общие требования. Методы контроля. – Введ. 01.01.2014 – Москва : Стандартиформ, 2014.

27 Промышленное производство и защита окружающей среды : учеб. пособие: в 2 ч. Ч. 1. Атмосфера. Ч. 2. Литосфера и гидросфера / Л. Н. Горбунова, В. Я. Кондрасенко, А. И. Жуков. А. А. Калинин, К. Д. Никитин. Красноярск ИПЦ КГТУ, 2000. Ч. 1. 319 с. Ч. 2. 319 с.

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

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 /А.Н. Сокольников

«23» июня 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Использование труб из композитных материалов при сооружении
трубопроводов

Руководитель



19.06.20

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

Выпускник



18.06.20

В. А. Чалкин

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Использование труб из композитных материалов при сооружении трубопроводов».

Консультанты

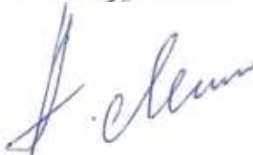
по разделам:

Экономическая часть



И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



А.Н. Минкин

Нормоконтролер



О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Использование труб из композитных материалов при сооружении трубопроводов» содержит 81 страницу текстового документа, 23 таблицы, 15 рисунков, 27 использованных источников.

КОМПОЗИТНЫЕ ТРУБЫ, ВНУТРИТРУБНАЯ КОРРОЗИЯ, ПРОМЫСЛОВЫЙ ТРУБОПРОВОД, НЕФТЯНАЯ ЭМУЛЬСИЯ, ТРАНСПОРТИРОВКА.

Целью данной работы является обоснование использования труб из композитных материалов для сооружения внутрипромысловых трубопроводов для транспортировки нефтяной эмульсии.

Для выполнения поставленной цели необходимо также выполнить следующие задачи.

1) Рассмотреть понятие композитного материала и трубопровода, изготовленного из него, описать эксплуатационные параметры трубопровода из композитных материалов.

2) Условно выделить разновидности производимых труб на рынке по их конструкции и ограничениям в использовании.

3) Перечислить особенности эксплуатации трубопроводов из композитного материала, а именно виды соединения, транспортировка и монтаж. Описать преимущества и недостатки данных труб перед стальными.

4) Произвести сравнительный механический и гидравлический расчеты трубопровода из стали и композитного трубопровода.

5) Описать экономический эффект применения трубопроводов из композитных материалов на основе экономического расчета.