

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Изучение применения стеклопластиковых труб на промысловых трубопроводах при создании современных нефтепроводных систем»

УДК 622.692.4: 678.067.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Маркаускас Фёдор Юозович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев А.Л.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф И. В.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Маланова Н.В.	к.т.н.		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И.О. Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:

И.О.Зав. кафедрой

Бурков П.В.

(Подпись)

(Дата)

(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5А	Маркаускас Фёдор Юозович

Тема работы:

<u>«Изучение применения стеклопластиковых труб на промысловых трубопроводах при создании современных нефтепроводных систем»</u>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 19.04.2017 г. №2697/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	08.06.2017г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p><i>Объектом исследования являются промысловый нефтегазоводосборный стеклопластиковый трубопровод. Промысловый трубопровод имеет непрерывный режим работы, что в свою очередь обеспечивает надежность работы нефтедобывающей станции.</i></p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1. Анализ литературных источников в областях технология соединения и производства стеклопластиковых промышленных трубопроводов.</p> <p>2. Обзор методов неразрушающего контроля стеклопластиковых промышленных трубопроводов.</p> <p>3. Провести расчеты гидравлических значений стеклопластиковых промышленных трубопроводов и сравнения их с другими.</p> <p>4. Исследовать влияние стеклопластиковых промышленных трубопроводов на надежность и эффективность при создании нефтесборных систем.</p> <p>5. Предложить оптимальные промышленные стеклопластиковые трубопроводы по итогам расчетов для нефтесборных систем в ООО «Газпромнефть-Муравленко».</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф И.В., доцент
«Социальная ответственность»	Маланова Н.В., инженер
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p> <p>на русском: введение, глава 2, глава 3, глава 4, заключение.</p> <p>на английском: глава 1.</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев Алексей Львович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Маркаускас Фёдор Юозович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 131 с., 18 рис., 30 табл., 33 источника, 0 прил.

Ключевые слова: строительство ПН, эксплуатация ПН, надежность работы ПН, повышение эксплуатационных свойств, гидравлические расчеты трубопровода.

Объектом исследования является (ются) стеклопластиковые трубопроводы.

Цель работы – Изучение применения стеклопластиковых труб на промысловых трубопроводах при создании современных нефтепроводных систем в ООО «Газпром нефть-Муравленко».

В процессе исследования проводились гидравлические расчеты, расчет на прочность и устойчивость. Анализ и оценка различных технологий изготовления стеклопластиковых труб, сравнение различных методов неразрушающего контроля, а также было проведено экономическое обоснование эффективности проводимого мероприятия.

В результате исследования были изучены и проанализированы, различные способы создания стеклопластиковых труб, методы неразрушающего контроля, проанализированы проблемы, возникающие как при строительстве, так и при эксплуатации НТ, предложены пути повышения эксплуатационной способности промысловых нефтепроводов.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация строительства промысловых.

Степень внедрения: научно-исследовательская разработка.

Область применения: использование высококачественных и долговечных стеклопластиковых трубопроводов, представленных в работе предназначены для строительства промысловых нефтесборных трубопроводов различного диаметра.

Экономическая эффективность/значимость работы промысловые нефтепроводы, вопреки на внешнюю системную легкость, значительно различаются от других строений сложной комплексной схемой воздействия силовых нагрузок, разнообразием факторов, размытостью напряженно-деформированного состояния, и конечно масштабностью. Благодаря использованию стеклопластиковых трубопроводов, уменьшаются затраты на сырье, оборудование и технику, уменьшаются энергозатраты на транспортировку нефтепродуктов. Было посчитано, что строительство промыслового стеклопластикового трубопровода длиной 1194 составит 17381801 руб., время окупаемости 7,47 лет

СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

ПН – промышленный нефтепровод

ПНД - полиэтилена низкого давления

ПВД - полиэтилена высокого давления

ПЭФ – полиэфирные смолы

СПТ – стеклопластиковая труба

ПВХ – поливинилхлорид

ПГ – пучение грунтов

ASTM - American Society for Testing and Materials

HDPE - High-density polyethylene (Полиэтилен высокой прочности)

GRE - Epoxy resin, reinforced with fiberglass

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
Глава 1. Литературный обзор	11
1.1 Certification of the connection technology of pipes and parts.....	11
1.2 Preparatory operations.....	13
1.3 Assembling flange connections.....	14
1.4 Assembly of socket and socket couplings	15
1.5 Assembling the yoke connections.....	18
1.6 Assembling the screw connections.....	19
1.7 Adhesive bonding.....	21
1.8 Installation of overlaps and "coils"	26
1.9 Quality control of pipe joints.....	29
1.10 Types of Fiberglass Pipes Produced in the World	31
Глава 2. Объекты методы исследования	33
2.1 Стеклопластиковые трубы на эпоксидном связующем.....	33
2.2 Способы производства стеклопластиковых труб.....	35
2.3 Анализ свойств стальной трубы.....	39
2.4 Анализ свойств трубы из полиэтилена высокой плотности.....	42
2.5 Анализ свойств стеклопластиковой трубы.....	47
2.6 Метод неразрушающего контроля	52
Глава 3. Исследование гидравлических характеристик стеклопластикового и стального трубопроводов, гидравлический удар	59
3.1 Гидравлический расчет стеклопластикового трубопровода.....	60
3.1.2 Гидравлический расчет стального трубопровода.....	66
3.2 Гидравлический удар в трубопроводах.....	74
3.2.1 Расчет гидравлического удара для стеклопластикового трубопровода...76	
3.2.2 Расчет гидравлического удара для стального трубопровода.....	77
3.3.1 Температурное поле прогрева грунта вокруг трубопровода.....	80

3.3.2 Явление морозного пучения грунтов.....	80
3.3.3 Определение зоны оттаивания грунта трубопровода.....	81
3.3.4 Расчет экономии электроэнергии при использовании стеклопластиковых трубопроводов.....	85
3.3.5 Расчет затрат электроэнергии для нового стального трубопровода.....	87
3.3.6 Расчет затрат электроэнергии для стального трубопровода, находящегося в эксплуатации более года.....	87
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	92
4.1. Расчет времени на проведение мероприятия по строительству стеклопластикового трубопровода.....	92
4.2 Расчет стоимости строительства стеклопластикового трубопровода.....	93
4.3 Расчет количества необходимой специальной техники и оборудования....	94
4.4 Затраты на амортизационные отчисления.....	95
4.5 Затраты на материалы и оборудование.....	96
4.6 Расчет затрат на оплату труда.....	97
4.7 Затраты на страховые взносы.....	98
4.8 Затраты на проведение мероприятия.....	99
4.9 Экономическая эффективность проекта строительства стеклопластикового трубопровода.....	99
4.10 Расчет стоимости строительства стального трубопровода.....	99
4.11. Расчет времени на проведение мероприятия по строительству стального трубопровода.....	100
4.12 Расчет количества необходимой специальной техники и оборудования.	100
4.13 Затраты на амортизационные отчисления.....	103
4.14 Затраты на материалы и оборудование.....	103
4.15 Расчет затрат на оплату труда.....	104
4.16 Затраты на страховые взносы.....	105
4.17 Затраты на проведение мероприятия.....	106

4.18 Экономическая эффективность проекта строительства стального трубопровода.....	107
4.19 Сравнение экономического эффекта при строительстве стеклопластикового и стального трубопровода.....	108
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	111
5.1.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов.....	112
5.1.2 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов.....	115
5.2 Экологическая безопасность.....	118
5.2.1 Анализ влияния на окружающую среду.....	118
5.2.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.....	121
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	122
5.3.1 Анализ вероятных ЧС.....	122
5.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.....	124
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	124
5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	125
Заключение.....	128
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	129

ВВЕДЕНИЕ

Трубопроводный транспорт является одним из самых экономичных и эффективных видом транспорта жидких и газообразных углеводородных сред. Он играет ключевую роль при транспортировке на большие расстояния и в отдаленные регионы.

Россия находится на второй позиции в мире по длине трубопроводов различного назначения, на первую позицию в данной области в мире занимает США.

На нефтепромыслах России функционирует многопрофильная система нефте-, газо-, продукто-, водопроводов с суммарной протяженностью более 270 тыс.км. и диаметром от 69 до 1420 мм. Возрастная структура данных трубопроводов малоперспективна, около 50% данных трубопроводов было построено 20-25 лет назад, причем четверть эксплуатируется более 30 лет. Период их обновления находится в критической ситуации, период нормативной эксплуатации металлических трубопроводов в отсутствии использования антикоррозионных средств защиты в зависимости от условий эксплуатации в наилучшем случае не превышает 10-20 лет. Для сравнения в промышленных условиях подобные трубопроводы зачастую эксплуатируются никак не более 1-2 года [1]. Установлено, то что в наше время 90% аварий на трубопроводах происходит в результате коррозионных разрушений металла труб. Ежегодно на нефтепромысловых трубопроводах Западной Сибири случается 25-30 тыс. отказов. Из-за данных отказов существенно уменьшается срок их службы (37% их не выдерживают четырехлетнего срока эксплуатации, а 15% двухлетнего). Ежегодную замену только нефтепромысловых трубопроводных сетей расходуется 2-3 тыс. км стальных труб. Основная фактор отказов промышленных трубопроводов без внутреннего покрытия – внутренняя коррозия.

					Изучение применения стеклопластиковых труб на промысловых трубопроводах при создании современных нефтепроводных систем			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Маркаускас Ф.Ю.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Г.					9	131
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ5А		
Зав. Каф.		Бурков П.В.						

По различным источникам доля порывов по этой причине составляет 70-85 % общего числа порывов.

В данное время отсутствуют нормативные документы, регулирующие срок эксплуатации промысловых трубопроводов. В РД 39-132-94 (табл. 1.1), на который обычно ссылаются заказчики проектов, приведены лишь средние фактические сроки службы. В частности, для Западной Сибири при содержании сероводорода до давления 300 Па средние фактические сроки службы для высоконапорных водоводов составляют 7 лет, для нефтегазо-сборных трубопроводов – 10 лет.

Одной из главных проблем трубопроводных систем России является их склонность к коррозионным разрушениям из-за контакта материала труб с агрессивными средами (большое количество высокоминерализованной воды).

Коррозионные процессы приводят к уменьшению механической прочности труб, в следствии чего происходит отказ трубопроводов. В следствии отказов происходит загрязнение окружающей среды, падение добычи нефти, дополнительные материальные расходы на капитальный ремонт трубопроводов и на экологические мероприятия. Применяемые средства защиты (изоляционные материалы средства ЭХЗ, ингибиторы коррозии, и т.д.) часто оказываются непродуктивными. В данной ситуации, остро встает вопрос поиска других путей усовершенствования нефтегазопроводных систем России, особенно остро при транспортировке агрессивных сред. Очевидным, многообещающим и актуальным направлением является введение труб из высокопрочных и коррозионностойких композиционно-волокнистых материалов (КВМ), в частности стеклопластика.

Возникновение и производство стеклопластиковых труб стало возможным в середине 1950-х годов, когда было освоено фабричное производство реактопластичных связующих (в первую очередь - эпоксидных смол) и стеклянных волокон. Уже тогда стали очевидными преимущества этих труб: малая масса и высокая коррозионная стойкость. Однако, в тот момент времени

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

заполучить ту или иную долю рынка трубной продукции они ещё не могли по причине невысокой стоимости «классических» трубных материалов: сталь (включая нержавеющую) алюминий и медь. С середине 1960-х годов ситуация начала меняться. Стремительно выросли в цене алюминий и легированная сталь. Началась добыча нефти в труднодоступных районах суши и на морских шельфах потребовавшая применения легких и коррозионностойких труб. И одним из главных факторов было то что, технологии производства стеклопластиковых труб были модернизированы, а свойства продукта улучшены. В те годы компания Ameron (США) освоила технологию крупносерийного выпуска стеклопластиковых труб высокого давления (до 30 МПа) для нефтепромыслов. Трубы имели рыночный успех и в США возникло большое число изготовителей стеклопластиковой продукции. В 1970-х годах на нефтепромыслах Ближнего Востока и Северной Америки стеклопластиковые трубы производства США приобрели обширное распространение.

В 80-х годах прошлого века интерес к стеклопластиковым трубам возник во всех индустриально развитых странах. Их производство и применение освоили в Азии, Европе. Стали проводиться эксперименты по внедрению стеклопластиковых труб и в СССР.

В данный момент времени российский рынок не сильно хорошо знаком со стеклопластиковыми трубами. Хотя во всем мире потенциальный спрос на данную продукцию велик. До 2019 года объем потребления стеклопластиковых труб будет возрастать на 35% в год. Далее спрос будет расти более стремительными темпами. В качестве возможных производителей стеклопластиковых труб могут считаться все производители стекловолокна.

					Введение	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Глава 1. Литературный обзор

1.1 Certification of the connection technology of pipes and parts

Before starting, it is necessary to certify the technology of joining pipes and parts used in pipeline construction of a given diameter.

The pipe joining technology must be outlined in a technological map, which must be agreed with the customer.

The technological map should include:

- pipe basic parameters;
- requirements for preparation of pipe ends;
- requirements for the accuracy of connection assembly including indication of tolerances;
- the applied gluing components and their content in mixture;
- tools and devices for connecting pipes and parts;
- parameters of the assembly procedure;
- connection assemble procedure;
- parameters of pipe joining process and the sequence of operations;
- ways to control the quality of pipe connection;
- parameters that must be registered in the connection log;

For certification tests, it is necessary to connect the pipes in-situ (pipeline route) in accordance with the technological map in the presence of representatives of the customer's technical supervision and the contractor organization.

During certification, the joint is subjected to the visual control and with the use of tools. Upon completion, the pipe joint is inspected for leaks.

					Изучение применения стеклопластиковых труб на промышленных трубопроводах при создании современных нефтепроводных систем			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Маркаускас Ф.Ю.			Глава 1. Литературный обзор	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Г.					12	131
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ5А		
Зав. Каф.		Бурков П.В.						

The technological process of joining pipes is considered certified, if according to operational and visual inspection, physical control and mechanical testing, the connection meets the regulatory requirements.

In the case of unsatisfactory results obtained due to any tests and monitoring, two additional pipe joints are re-certified. If, during repeated tests, negative results are again obtained, then the decision to continue the tests is taken after identifying the causes and their elimination.

Based on the pipe joining test results, an act of pipe joining technology certification is developed, which should contain: a list of the components for connecting pipes and parts, the brands of performers, the name of the technological map used in certification and its developer, the brands of materials used, technological modes of operations.

The act is accompanied by the results of visual and operational control, control by physical methods and mechanical tests.

The act of joining technology certification is submitted to the customer as a part of the executive documentation.

In a case of changing the pipe joining team, the procedure, materials or technological parameters, new certification tests should be carried out.

In the preparatory period, joining individual pipes into sections can be performed.

The working and engineering staff authorized to install the joints of fiberglass pipes are required to undergo training and have the relevant documents confirming the qualifications of the installation specialists and having the right to perform work on connecting the pipes to specific types of headings.

At least once a year, technical staff should be re-certified for theoretical knowledge and practical skills in assembling joints of fiberglass pipes. If there is a break in the work for more than six months, the re-certification of workers and engineering personnel should be carried out.

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Before starting the installation, the performers should be instructed on the installation and safety procedures with a note in the relevant log (for admission to work) certified by the signature of the responsible person.

The fiberglass pipe joining during pipeline construction must be made in accordance with the given document, as well as in accordance with design decisions, recommendations and instructions of manufacturing factories or suppliers and experience in similar works.

The joining procedure of fiberglass pipes and pipeline parts of each type of connection differs from each other in several technological features. Therefore, when preparing fiberglass pipes for joining, the recommendations must be considered.

Before starting, the technological map of pipe joint assembly with a description of all operations must be developed and approved by the work chief (the chief engineer of the trust, the area manager). This document should be accessible for the team performing the assembly of joints.

To join pipes, performers should be provided with all the devices, tools, and materials necessary for the installation of this type of joints (glue compounds, thermal towels, assembly centralizers, etc.).

1.2 Preparatory operations

During preparation and installation, it is prohibited to start a fire or conduct welding and fire operations without the use of protective equipment. Before installation, a thorough inspection of the pipe ends to be joined including preparation of the end surfaces must be carried out, including:

- measurement of diameters and other elements of pipe ends to be joined;
- thorough cleaning of the contaminants of both the external and internal surfaces of the edges using a clean dry rag or rag soaked in a solvent followed by thorough drying;
- surface inspection for the detection of cracks and other damages, which, upon further assembly, can prevent a tight and strong connection;

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- geometric measurements should be made with a shtangel, a metal ruler with an accuracy of $\pm 1.0-1.5$ mm;

- all pipes and parts that are damaged on the edges and surfaces to be joined must be rejected and not be connected.

Before assembling the pipe joints, the assembly tools (in size and completeness), the measuring torque wrenches, the brushes for applying the compound, the measuring containers for the preparation of the compound (adhesive composition), a clean rag for wiping the ends, clean gloves to pipe collectors and other auxiliary equipment (liners for pipe ends, if necessary, level for clarifying the alignment of pipes, etc.) must be prepared and checked according to the data of the supplier of pipes and corresponding parts.

To protect the assembled joints from dust, sand, rain, snow, assembly, gluing and heat treatment must be carried out in a protective tent (of portable type).

At low temperatures, the O-rings lose their elasticity, and the adhesives and greases become thicker. Therefore, these materials must be stored in a warm room before use. When assembling the joint to avoid changing the properties of these materials, work must be done quickly and without interruption.

Before assembly, the locking elements and accessories (nozzles) must be checked for their size.

When laying pipes (sections), the narrower end of the pipe should be in the direction of product movement.

1.3 Assembling flange connections

When connecting GRP pipes on metal flanges, or on GRP flanges, or connecting GRP pipes with steel flanges, it is necessary to take into account the real loads that arise during installation in road conditions - they should not exceed the calculated ones - therefore, the use of torque wrenches is mandatory when assembling.

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

To avoid distortions when tightening bolts during the assembly of flange joints, first it is necessary that the flanges are aligned with each other.

Sealing gaskets between tightened flanges must meet the characteristics specified in pipeline specifications.

It is essential not to exceed the tightening torque of the bolts provided by the instruction (the one for the mounted object). Otherwise, the connection will fail. The allowable deviation from the recommended should not exceed + 20-30%.

The metal plates connected to the fiberglass flanges must always be flat. In the case of protrusion, it is necessary to insert a metal gasket between the assembled flanges, thickness being equal to the prominence (to level the surface).

Tightening of the bolts of the flange joints of GRP pipes is produced by dynamometric keys uniformly in diametrically opposite order, which will avoid distortion and stress concentration on the GRP collar.

1.4 Assembly of socket and socket couplings

When assembling the joint, the narrower end of the pipe must be positioned towards the direction of movement of the product.

Before starting the installation, pipes and parts must be checked and cleaned in accordance with the procedures provided in paragraph 9.9 of these rules.

Installation of joints of pipes is made, as a rule, either on the bench of the trench, or directly in the trench. In the latter case, for convenience of work, either an increase in the width of the trench should be considered, or the pit should be made at the place where the pipes are joined.

The pipeline should be built on a strictly planned surface, with the use of supportive pads that allow ensuring alignment of the centered pipes.

When the ends of the pipes and the coupling are fully prepared for installation, the surfaces that come into contact with each other during assembly must be covered with a continuous, even layer of grease. Lubrication is necessary to ensure the

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

assembly of the connection and integrity of the sealing ring, which must be inserted into the bore without twisting. Before installation, the ring must also be lubricated.

After installing the sealing rings, it is required to mount the device for tightening the pipes (figure 12.1.). The half-jaws of a large diameter rigid assembly device must be mounted on a coupling or socket, depending on the design of the joint. Under steel clamps, it is necessary to lay a layer of reinforced rubber with a thickness of 5-10 mm to avoid damage to the surface of the pipes when tightening the clamps.

The width of the strip of rubber should be more by 30-40 mm of the width of the yoke. The width of the yoke must be: 60-80 mm for pipes up to 150 mm in diameter; 120-180 mm for pipes 200-400 mm in diameter, and 200-300 mm for pipes with a diameter of 500-700 mm.

Instead of a rigid steel assembly tool, it is advisable to use long clamps from tie straps (belt clamps), with lanyards, hand ratchet blocks or hydraulic cylinders.

When assembling the joint, it must be ensured that the hole under the pin and the next joint is conveniently located for mounting and the next joint.

When installing flare pipes, the bell and spike should be lubricated prior to assembly of the fixtures.

As an internal lubricant of the surfaces to be joined and the sealing ring, a lubricant VNII NP-231, VTU NP 125-65 (for the assembly of household and drinking pipelines) can be used.

At installation of technological pipelines, it is possible to apply greasing AMC-3 (GOST 2712-75) or ZIATIM of any mark.

Before assembling the joint, it is necessary to check whether the ground or other objects have fallen on the surfaces to be joined. With the help of a tensioner, push the coupling or socket to the spike until the hole in the coupling with the radius groove on the spike coincides. By inserting a locking element into the opening of the coupling or socket, it is possible to check the accuracy of the alignment of the grooves with the sealing inserts (rings).

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Insert the locking element (pin) into the groove for the full length along the circumference, while monitoring the position of the end of the locking element with a shield or a thin steel plate in the gap between the spike and the coupling or between the spike and the bell. The clearance until the locking element is fully closed should not exceed 20 mm.

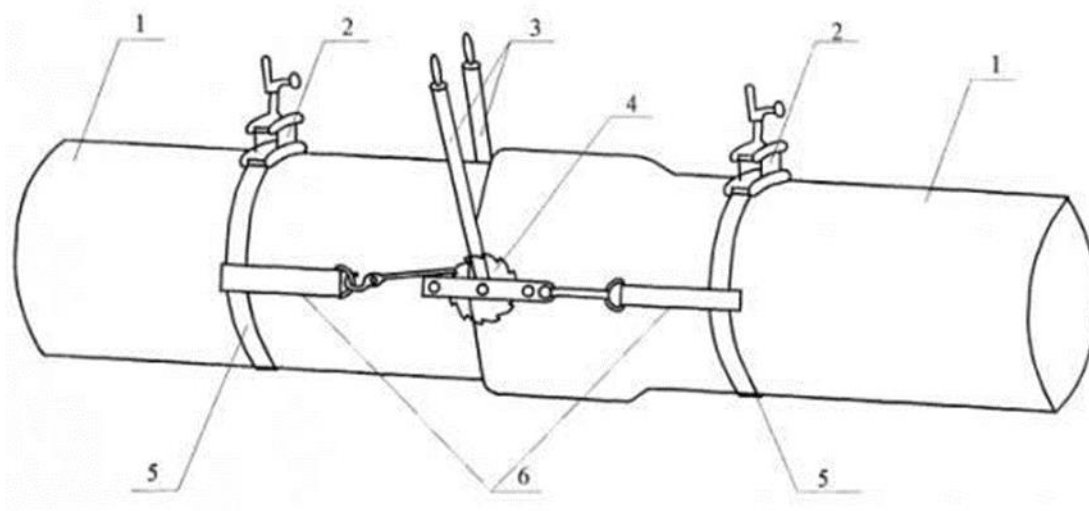


Fig. 1.1. Scheme of assembly of socket and socket couplings

1 - pipe; 2 - the clamp; 3 - levers; 4 - ratchet mechanism; 5 - a soft tape of a collar; 6 - tightening tape

When the pipes have been aligned, the seal should always be checked. This is produced by a strip of steel or other metal with a thickness of 0.4-0.5 mm, a width of 15 mm and any length exceeding 200 mm. The strip is inserted into the circumferential space between the socket and the spiked end.

The entire circumference of the seal is checked to make sure that the rubber ring sits at the same depth, that is, correctly located in the bore. If it turns out that the ring sits in a different way in the groove, or in case of doubt, it is necessary to disconnect the joint, check the rubber ring and replace it if any signs of improper planting are found; check again the connection area of the joint, the entrance to the socket and the grooves on the spiked end. Inserting the pipe for the second time makes sure that the pipes are well aligned.

When splitting the joint, it is forbidden to use chains or steel slings in direct contact with the pipes.

It is required to repeatedly check the position of the seal with a metal strip.

The next pipe (section) cannot be attached to the previous one, until the latter is fixed by a prism soil prism.

Dismantlement of assembled or operated pipelines, which have socket or socket couplings, is carried out in the reverse order, meaning disassembly begins with the pulling of the locking element, the end of which must always be long enough to perform the extraction operation, that is 150-170 mm in length, depending on the diameter of the pipes to be connected.

1.5 Assembling the yoke connections

Before assembling, prepare the edges (ends) of the pipes to be joined (check the cleanliness of the docking surfaces, geometric parameters of the ends, etc.) in accordance with paragraph 12.9 of this section.

The clamping sleeve 2 should be pulled over one of the pipes before pipe joining. Then set the pipe to be joined coaxially with the previous one and install the seal in the groove of the rope end of the pipe. Next, aligning the ends of the pipes to be joined, put on the tubing collars yoke (2 or 4 pieces). The cone surfaces of the yoke should be directed to one side to the coupling. After this, push the coupling onto the yoke as far as it will go. To ensure that the coupling head is dense, it is ejected by the wooden hammer strikes the entire perimeter from the end A.

After assembling all joints of the yoke pipes, the pipeline section is tested, the necessary corrections are made, and then all the airtight joints are sealed. For this purpose, a hole (see Figure 12.2.) is drilled in the coupling and bugle with a diameter of 0.3 mm smaller than the diameter of the attached locking pin and the depth ensuring its ejection after plugging above the surface by at least 5-8 mm for easy

dismantlement) of the connection. The distance from the edge of the yoke is not less than 10 mm.

Dismantlement of the yoke joints is carried out in the reverse order, starting with pulling out the pin, then removing the coupling in the opposite direction (by blowing through the gasket evenly along the entire perimeter).

1.6 Assembling the screw connections

Installation operations begin with laying pipe sections along the trench with stud ends in the direction of flow and culling the pipes damaged during transportation, loading and unloading.

Before assembling the threaded joints of the pipes, the quality of the threads at the ends of the pipes must be checked (check the absence of nicks, chipping threads and other defects). The inner and outer surfaces of the pipe ends must be cleaned of any contaminants. Couplings threaded must be supplied in a separate container and unpacked only directly during installation.

Before assembling, it is necessary to check whether the threads of the pipe ends to be joined (on the stud and socket end of the pipes, at the ends of the pipes and the coupling), and whether the sealing rings are checked in place and whether they are correctly seated in the grooves.

Thread cutting in the field is not allowed.

Wrap the thread of the stud ending (nipple part) with teflon tape, beginning with a small thread turn. Avoiding the sealing rings, apply a uniform layer of lubricant (airtightness) on the threaded thread, a light layer of engine oil - on the sealing rings.

Observing the alignment of the joints to be joined, connect the pipes manually, inserting the stud end into the bell as far as possible. After screwing by hand, further tightening is carried out with a torque wrench, limited by the installation instructions, until the bell end has come into contact with the shoulders of the nipple part.

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

The gap between them is more than 5 mm is not allowed (the second O-ring must always be threaded - it should work).

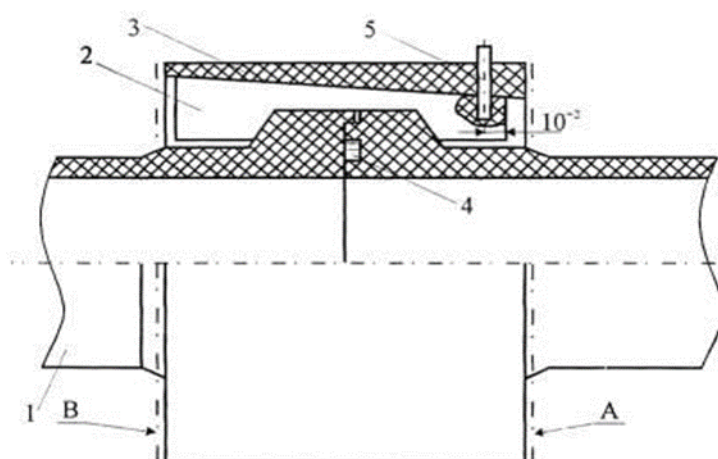


Fig. 1.2. Assembling the yoke joint

1 - a yoke pipe; 2 - yoke; 3 – yoke clutch; 4 - compaction; 5 - pin

If the torque increases excessively when assembling the threaded connection, it is necessary to stop work, dismantle the connection and find out the reasons. The possible causes of jamming the end of the pipe are:

- presence of dirt;
- the presence of a chip of the pipe;
- violation of the centering of the pipe ends;
- destruction of threads;
- insufficient thread length on one of the pipes.

If you cannot eliminate the cause of jamming, then you need to take another pipe.

When tightening the connection, it is prohibited to use increased torque, since such connections cannot subsequently be dismantled.

When assembling the connections, you should use the keys strictly in accordance with the diameter of the endings, with a good contact area, meaning that the key grip on the body of the pipe is prohibited. The key can be seized only at the end of the bell mouth (8 cm long) and only at the thickened end of the spike.

When installing joints in winter conditions, the rings and grease should be in a warm shelter or electric thermos. It is necessary to receive in advance additional instructions from suppliers on the technology of installing joints at a negative temperature.

1.7 Adhesive bonding

Glued connection of fiberglass pipes and parts is one-piece. Structurally, it is carried out either in the socket or with the help of couplings that are supplied in inventory or performed directly at the pipeline installation site by winding glass and fiberglass pipes impregnated with adhesive compound onto the joint.

To bond (glue) fiberglass pipes and fittings made on epoxy or polyester compounds, glues are applied respectively on epoxy or polyester resin.

These are mixtures of reactive components, including resin, hardener, accelerator, co-accelerator, inhibitor.

The glue in the form of its constituent components usually is supplied by the pipe manufacturer and is prepared by mixing them in a certain proportion, according to the manufacturer's recommendations, directly on the track during the assembly of joints of pipes and parts.

The supplied raw materials for the adhesive composition are determined by the specification for the pipeline and must have at least the same quality as the components used in the production of the pipes and fittings themselves.

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

When preparing the ends of the pipes for gluing and during the gluing operation, they must be cleaned of dust and dirt and protected from precipitation (rain, snow, dew, frost), meaning they must be dry and clean.

The technological process of pipe gluing consists of the operations of preparing the ends of pipes for glue application, preparation of adhesive composition, glass materials or clutches, joining and heat treatment.

Paragraph 12.7.6. When preparing for bonding, check the perpendicularity of the ends of the pipes to their axis and, if necessary, fix with the file, then clean the surfaces of the pipe ends by the width of the coupling with a grinder and take a chamfer at an angle of 90-120 °. Then remove the formed dust and sawdust with a compressed air jet or a clean brush and rigidly fix both ends of the connected pipes or pipe and part so that the gap between the edges is 1-2 mm. After that, clean with a rag or brush degrease with acetone or alcohol those surfaces, on which the adhesive will be applied. When gluing in the socket of the cleaning operation, the inner cavity of the socket is exposed.

In parallel with the preparation of the ends of the pipes, glass material and a compound for gluing are prepared.

Coupling of the clutch formed in place.

In accordance with the terms and conditions, the required quantity of glass and fiberglass fabrics is transferred to strips of width and length that meet the requirements for this connection, depending on the diameter, working pressure (the wall thickness of the pipes to be connected) in the piping to be mounted.

Adhesive compound is prepared for placement in the warehouse in accordance with the recipes and the provisions of the manufacturer. And each added component must be thoroughly mixed with resin. It is forbidden to simultaneously move the accelerator and the catalyst.

The curing of this adhesive composition begins in 10-30 minutes. The polymerization time can be increased or decreased by increasing or decreasing the

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

amount of accelerant in the compound, but not more than 2-5 ml. During operation, the ambient temperature and humidity are monitored. As the temperature of the surrounding air rises, the quantity of the product should be decreased.

Considering three-layer constructions, GRP pipes (liner - inner layer, middle layer – strength layer, and upper layer - protective outer layer) perform the connection of such pipes with the help of a clutch in place.

First, on the prepared ends of the yoke-welded pipes, a layer of glue is applied with a brush and then two or three layers of glass wool with impregnation with glue of each layer.

Then, two to three layers of glass mat are spread in the section 1-2 cm wide with impregnation of each layer of the compound, and then 2-3 layers of a glass mat with a width of 200-300 mm are applied with impregnation of each layer with an adhesive compound.

After applying each layer, it must be rolled with a roller to remove air bubbles and ensures complete impregnation of the layers laid. The first layer made this way - the liner should be left alone for 10-30 minutes to polymerize the adhesive composition.

Upon completion of the polymerization of the first layer (liner), its external, visual quality control, as well as the removal of deposits, frozen droplets by grinding the surface of this layer are carried out.

The strength layer is formed by applying alternating layers of glass and fiberglass to a full (normalized) thickness, with each applied material of the piece to be equal to the circumference of the wound clutch (connection). The stacking of layers must be shifted (not coincide), with the first and last elements being made of glass, and each layer must be pressed with a roller to compact and expel air bubbles.

The coating of this cycle should not be made of more than 5 layers of fiberglass and 6 layers of glass mat.

If it is necessary to obtain a greater thickness, the application of next layers is possible only after the complete polymerization (curing) of the above layer.

Before curing the glue through the joint, drag a ball with a diameter of 0.98 dB to remove the excess glue, in order to avoid narrowing the profile of the pipe.

After the strength layer is fully cured and treated from the outside with grinding wheel, the topcoat is applied using a brush.

The composition of the protective coating is a compound formulation to produce strength layer with an added paraffin concentration in styrene totaling 20-25% by volume.

To protect from exposure to sunlight, an absorber of ultraviolet rays is added in the upper layers.

Within 2-3 hours after the complete polymerization of the joints, the mounted tube lash is not allowed to be subjected to loads. This test for strength and thickness can be done 24 hours after the end of the last joint.

Connections gluing GRP pipes into the socket or a coupling must have conical surfaces adequate to the ends of the pipe, prepare for gluing in accordance with paragraph 12.7.6. After the coatings, the ends connected by the adhesive compound are joined into the socket or through the coupling and contracted with a force ensuring full contact of the glued surfaces and are held in a tightened state until the adhesive layer is fully cured.

The assembly of joints of pipes up to 150 mm in diameter is done manually. Pipe joints of large diameters should be assembled using tightening mechanisms.

To shorten the curing period of the adhesive composition, the adhesive joint can be subjected to heat treatment. To this end, the glued joint is wrapped with a thermo-towel and heat-treated until the sizing is complete. From one low-power generator it is possible to heat simultaneously 3-4 joints.

Structurally, the presence is either in the socket or with the help of a clutch, which also provides the lining of the pipe walls. It is one-piece.

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

To bond (glue) fiberglass pipes made on epoxy compounds, the glues used are also on epoxy resin. Adhesives are usually supplied by the pipe manufacturer. They basically consist of two reactive components - a binder and sold, agreed in a certain proportion just before use according to the provisions of the manufacturer.

The components in the set of adhesive joints are usually flammable and must be stored in fireproof places.

Both surfaces of the ends of pipes to be glued must be thoroughly cleaned and wiped with a soft clean cloth with a solvent or alcohol.

The adhesive set by volume should generally correspond to the necessary minimum for one joint. The resin and the catalyst must be thoroughly mixed before the application onto the bonded surfaces until the composition is completely homogeneous, which is applied evenly by the spatula on the surfaces to be joined. The glue can be applied more thinly to the socket than to the stud end.

Coated with glue, ends of the pipes (or pipes and clutch) should be connected with the force that provides the outflow from the joint part of the adhesive composition. To prevent excessive leakage of the adhesive, the joint can be wrapped with a polyethylene film (one layer).

The joint formed on the adhesive must be heat-treated to cure the adhesive layer. To this end, glued joints are wrapped in thermo-towels in 2-3 layers and heat-treated until completely cured.

From one low-power field generator with a gasoline drive, 3-4 joints can be heat-treated simultaneously.

Heaters should be equipped with temperature and time controllers.

Before the glue is completely cured, the removal of temporary supports is not allowed.

1.8 Installation of overlaps and "coils"

During pipeline construction, there may be situations when it is required to make an insert ("coil") in the already assembled section, mount an overlap, replace a damaged (wrinkled) pipe, meaning to eliminate the broken continuity of the thread.

In these cases, depending on the design of the pipe endings, the technological schemes (techniques) are used.

Option I. Between the end of one laid section of the pipeline and the beginning of the other laid earlier, a discontinuity in the length of less than one standard pipe was formed, meaning an insert ("coil") is required.

In this case, a whole pipe is taken, and out of it (as a rule, from the middle) a piece is cut out in such a way that when the headband is connected to the nipple of the thread and the nipple with the head of the other section of the pipeline, the gap at the place of the cut piece must not exceed 1.5-2, 0 mm.

Therefore, the cutting must be done in a pattern that ensures that the cut is perpendicular to the pipe axis (using, for example, a circular electric saw with a fine-tooth diamond disc).

The edges of both sections of the pipe cut off in this way are corrected with a file and a knife from burrs, carefully cleaned of sawdust, dust and possible contaminations with a clean rag moistened with alcohol. The surfaces of the cuts in the area of the cut are also cleaned at a distance from the edges equal to the length of the socket of the pipes to be joined.

Then the ends prepared in this way are centered (they are put out coaxially) using a special assembly jig or temporary pads.

Further on the assembled and fixed joint, a fiberglass winding with a width of at least twice the width of the socket is made, with simultaneous impregnation of each layer with a compound based on a mixture of epoxy resin with an accelerator. Winding of fiberglass is conducted with interference (in total not less than 15-20 kgf per line). After winding the layer thickness equal to the wall thickness of the pipe, the formed

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

clutch is fixed by turns of the wire from unwinding and covered with polyethylene film to limit the leakage of the adhesive compound.

After this, the joint assembled this way is covered in 2-3 layers with a thermotowel and heat treatment of this compound is carried out - its curing. This process lasts 60-90 minutes, after which the bearing capacity of the joint becomes equal to the strength of the integral pipe.

Option II. When joining two stacked sections, an overlap is obtained (Figure 1.3.).

In this case, an "extra" piece is cut from the middle of the overlap tube in such a way that after the cut of the cut half with the thread the pipeline is closed. When carrying out this operation, the perpendicularity of the cut to the axis of the pipes, the accuracy of their joining, must be preserved. The subsequent operations for obtaining a permanent connection are similar to the technological option I.

Option III. During the installation process, when the equipment (vehicles, tractor) collided, the pipe was crushed (broken) in a thread laid on the bench of the trench.

In this case, a complete replacement of the pipe or pipes is made.

The technological scheme of this process is as follows.

The first stage - the joints of the damaged pipe are disassembled, and it is freed from the thread by pulling the thread for bending. Instead of a removed pipe, a new one is inserted first with one end and then with the other. The edges of the pipe in the joint (at the joints) take their places, the pipeline thread is dragged to its original position.

Option IV. In the situation presented in options I and II, during the installation of half of the fiberglass pipe, a GRP clutch is put on its free end, which, after appropriate preparation of the joined ends of the pipe segments (fitting, cleaning, rubbing with alcohol, etc.), moves to the joint, which has been abundantly lubricated

with a gluing compound. In this case, the compound must fill the entire gap between the surfaces of the ends of the docked pipes and the clutch.

This assembly is then heat-treated to cure the compound layer with a thermotowel.

Such a connection is less laborious, but a GRP clutch is required, which corresponds to the geometric dimensions of the pipes and their strength characteristics.

When connecting pipes to coupling joints, such a solution is preferable.

The pipeline section crossing roads and rivers should be pre-tested before joining them in a thread for strength and tightness.

To this end, it is necessary to muffle the test site.

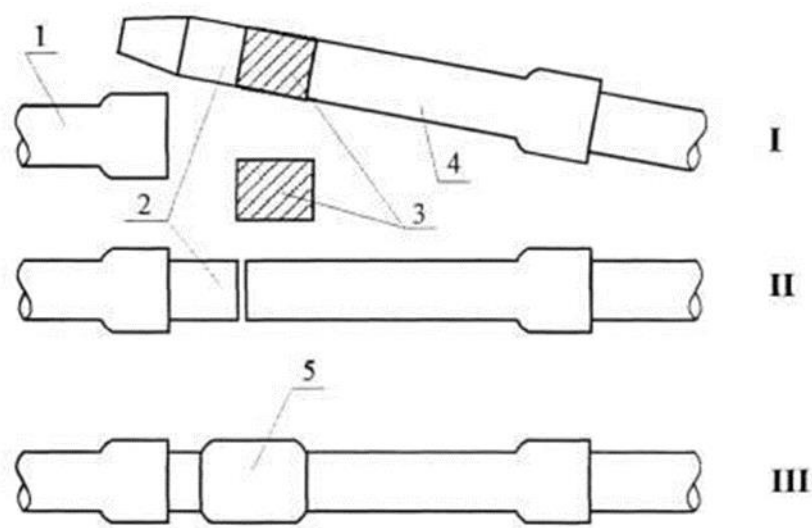


Fig. 1.3 Three stages of eliminating the "overlap"

1 - pipeline; 2 - piece of pipe abutment; 3 - the removed part of the "overlap"; 4 - the end of the adjacent section of the pipeline; 5 - clutch (sealed joint)

Based on the pipe specifications, stubs of at least two designs should be used. One design is in fact a bell, like the socket on the pipes of the assembled pipeline, but having a spherical bottom. The second plug, attached to the second end of the section, has a nipple connection.

The spherical bottoms of the plugs are made of fiberglass on a spherical pattern impregnated with an epoxy compound and subsequent heat treatment.

To connect the test environment supply hose to one of the plugs, a steel pipe with a tap and a pressure gauge is to be installed, to which the discharge line of the test medium (water, air) should be connected.

These plugs are connected to the test area as well as pipes with the same seals and locks.

The delivery of test environment must be carried out by the compressor at the pressure envisaged by the project, depending on the pipe diameter, wall thickness, etc.

The test plugs for testing the assembled pipeline sections must be supplied by the pipe manufacturer.

1.9 Quality control of pipe joints

Quality control of joints is carried out in accordance with the requirements of SNiP 3.01.01-85 * and includes: monitoring the availability and quality of technological maps; input inspection of products for connection and materials; operational control of individual technological operations, acceptance control of connections.

Input control of materials and products is carried out in accordance with the requirements specified in section 10 of this Instruction.

Acceptance testing of the connections is made during testing of the laid pipeline in accordance with the requirements outlined in section 16 of this Instruction.

The operational control is carried out in accordance with the requirements of the technological map for the assembly of the joint. The procedure for operational control includes the following:

- availability and conformity of tools and adaptations to technological maps;
- the quality of assembly joints by determining the alignment of pipes, the displacement of the joints relative to the joints, the displacement of the locking pins along the perimeter of the joint and their depth of filling;

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- sequence of preparation of the edges of pipes (bell, end pieces, couplings, sealing rings) to the assembly (their lubrication, perpendicularity of the ends of the pipe axes, conformity of the connecting parts, etc.);

- compliance of the time and temperature regimes of heat treatment of glued joints.

For flanged and threaded joints, the tightening torque is checked. Checking the tightness of the flange bolts and threaded joints must be carried out using torque wrenches.

The following should be used as control and measuring tools:

- to measure the thickness of the walls of pipes - micrometers and calipers with accuracy of divisions of 0.05 mm;

- for measuring diameters and perimeters of pipe ends and connecting parts - metal rulers and roulettes;

- to measure time - stopwatches.

Control of airtightness of pipeline joints is a control of the technological process of pipeline installation which should be carried out with a mark in the executive documentation.

The airtightness of the GRP connections should be controlled by the pressure drop, and the search for leaks in the joints visually, by coating them with a soap emulsion and by characteristic noise. When checking with a test gas, leaks can be determined by means of leak detectors.

Checking the airtightness of pipe joints with control gas or air with odorant should be carried out at a pressure of up to 15% of the operating pressure, but not more than 0.6 MPag. The water airtightness test should be carried out at a pressure of up to 50% of the working pressure, but not more than 2 MPag.

It is advisable in the project documentation to indicate the quantitative norms for the assembly of joints – samples (witnesses), performed by a specific link of workers, for example, after every twentieth performed by this link.

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Periodically, for example, every twentieth joint should be checked for density (by vacuuming) and strength by lifting the whip at the junction of 1 m relative to the bottom of the trench with a repeated check for density.

When controlling glued compounds, in addition to the density, the degree of curing of the compound should be controlled. For this purpose, the adhesive joint is wiped with a swab dipped in acetone, and then the compound is wiped with a dry cloth - it should not stick to its surface. Otherwise, the compound should be re-cured with an electric or thermal heater.

1.10 Types of Fiberglass Pipes Produced in the World

Types of fiberglass pipes of different manufacturers can be divided into three groups according to the following features:

- Type of binder (matrix): epoxy or polyester;
- Type of pipe connection: glued or mechanical;
- Pipe wall construction: clean fiberglass (without lining), fiberglass with a film layer (lined pipes), multilayer structures.

A significant difference between fiberglass pipes of different manufacturers is pipe wall construction.

A single-layer fiberglass pipe without lining is a classic example of fiberglass pipes used in the world. However, the use of such a design in severe climatic and complex relief conditions (for example, in Western Siberia) is complicated because of low ambient temperatures and external mechanical influences on the pipeline from soil motions. In order to reduce the impact of these factors, special attention during construction and installation works shall be given to the development of a trench: it is necessary to develop a large trench, to provide a sand pillow for a pipeline, etc. The cost of single-layer pipes may be slightly lower than the cost of pipes lined with film materials and of multilayer pipes but the cost of construction and installation works is much higher. In addition, pipelines made of single-layer pipes are less reliable in operation. These circumstances significantly reduce technical and

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

economic effect of the use of fiberglass pipes of a single-layer structure. Pipes of a two-layer construction lined inside with film materials, are less susceptible to leakage loss in conditions when pipeline is laid in unstable soils of Western Siberia.

However, during operation of double-layer pipes in oilfield pipelines, a number of serious shortcomings requiring a change in the pipe design and manufacturing technology have been identified:

- Insufficient adhesion between the lining and the fiberglass layer, which does not allow to ensure the firmness of the pipe wall;
- Loss of elasticity of the lining material at low ambient temperatures;
- Detachment of lining from the fiberglass lining of the pipe during transportation of gas-containing media through pipes (caisson effect).

Providing sufficient adhesion to fiberglass and elasticity of the inner layer are mutually opposite problems. Chemical cross-linking of the two materials ensures the best type of adhesion to fiberglass layer, and for this purpose, it is preferable to use a thermoplastic material as lining. However, such material loses its elasticity at low temperatures and the advantages of two-layer pipe structure can be lost. On the contrary, the best elasticity at low temperatures is common to thermoplastic material – polyethylene but it is problematic to carry out its chemical cross-linking with a fiberglass lining. During transportation of medium containing gas through a pipeline containing double-layer pipes, a so-called caisson effect which is a detachment of the inner film layer from fiberglass occurs.

Глава 2. Объекты методы исследования

2.1 Стеклопластиковые трубы на эпоксидном связующем.

Стеклопластиковые трубы, созданные с применением эпоксидного связующего способны выдерживать давление до 300 атм. Эксплуатации стеклопластиковых труб на эпоксидном связующем возможна до максимальной температуры в 130 С.

Большой список преимуществ имеют стеклопластиковые трубы на основе эпоксидных смол. Стекловолокно, пропитанное эпоксидной смолой, никак не подвергается воздействию коррозии из чего следует, что ему не требуется изоляции (внешняя или внутренняя), катодная и анодная защиты, защиты от коррозии и химических ингибиторов. Ещё одним преимуществом является увеличение срока службы насосов и другого встроенного в трубопровод оборудования из-за полного отсутствия в потоке частиц ржавчины. Низкая теплопроводность GRE-труб уменьшает потери тепла из системы трубопроводов, вследствие чего во многих случаях исчезает необходимость в изоляции.

					Изучение применения стеклопластиковых труб на промысловых трубопроводах при создании современных нефтепроводных систем				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Маркаускас Ф.Ю.			Глава 2. Объект и методы исследования		Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Г.							
Консульт.									
Зав. Каф.		Бурков П.В.							
							34		131
					НИ ТПУ гр. 2БМ5А				

Таблица 2.1 - Сферы применения стеклопластиковых труб на эпоксидном связующем.

ЖКХ	Трубопроводы для линий ГВС и теплоснабжения
Нефтедобыча	Внутрипромысловые трубопроводы
	Обсадные и насосно-компрессорные трубы
	Трубопроводы поддержания пластового давления
	Технологические и магистральные трубопроводы
Химическая промышленность	Трубопроводы для транспортировки кислот, их солей и химически агрессивных растворов
	Трубопроводы химводоподготовки
	Шламопроводы и системы золошлакоудаления
Энергетическая промышленность	Системы опреснительных установок
Другие сферы	Транспортировка химически агрессивных сред и стоков гальванических цехов
	Системы пожаротушения

Ресурс: производитель стеклопластиковых труб «Amiant»

Сферы применения стеклопластиковых труб на эпоксидном связующем. GRE-трубы пригодны для транспортировки сотен различных химически агрессивных жидкостей. Данные трубы подходят для инфраструктуры морских

портов, нефтехимической, нефтегазовой и других отраслей промышленности, где первостепенное значение имеют надежность и прочность конструкции.

Стеклопластиковые трубы на основе ПЭФ дешевле, чем на основе эпоксидной смолы. Низкая цена обусловлена используемым сырьем: ПЭФ смола, стеклоровинги, рубленное стекловолокно (частично заменяют стеклоровинги), кварцевый песок. Данные трубы используются для не очень агрессивных сред, в основном в водоснабжении.

Также отличительной особенностью GRP труб от GRE труб являются габаритные размеры. Как правило, стеклопластиковые трубы на основе ПЭФ имеют больший диаметр по сравнению со стеклопластиковыми трубами на эпоксидном связующем. Диаметр GRP труб составляет от 30 до 4500 мм. Диаметр GRE труб – от 5 до 600 мм (м.б. и больше).

Таким образом, основной ассортимент компаний – производителей стеклопластиковых труб в мире составляют стеклопластиковые трубы двух видов:

- На основе ПЭФ смолы - для водоотвода (канализации и пр.), водоснабжения.
- На основе эпоксидных смол - для агрессивных сред, для использования в условиях высокой температур и высокого давления. [35].

2.2 Способы производства стеклопластиковых труб

Стеклопластиковые трубы в мире производятся двумя основными способами:

- Стеклопластиковые трубы, изготавливаемые методом центробежного формования (метод периодической намотки);
- Стеклопластиковые трубы, изготавливаемые методом непрерывной намотки.

Наименее распространен в мире метод периодической намотки, перенятый с предприятий оборонной промышленности. Данный способ мало используется в мире и им изготавливаются в основном стеклопластиковые трубы на эпоксидном связующем.

Метод непрерывной намотки

Большинство стеклопластиковых труб в мире изготавливаются методом непрерывной намотки стекловолокна со связующим компонентом (таким, как полиэфирная или эпоксидная смола) на оправку. После намотки труба отверждается, снимается с оправки, испытывается и отгружается заказчику.

Труба изготавливается с применением, так называемой 'шагающей' оправки и ступенчатого процесса охлаждения. Движущиеся в продольном направлении сектора оправки продвигают намотанную трубу через печи, в которых производится ее предварительная термообработка, труба сходит с оправки и окончательно отверждается в последующих печах. Разрезка трубы абразивным 'алмазным' кругом на необходимую длину.

Структура трубы

Технологический процесс изготовления стеклопластиковых труб и фасонных изделий заключается в послойном нанесении (на стальную оправку) стекломатериалов, пропитанных смолой «холодного» отверждения. Тип смолы выбирается в соответствии со свойствами транспортируемой по трубопроводу среды. Схема армирования определяется в результате расчета, выполненного в соответствии с международными стандартами ASTM/AWWA на основании заданных условий монтажа и эксплуатации трубопровода.

После полимеризации образуется монолитная, инертная и высокопрочная структура со стенкой следующего строения:

Стеклопластиковый (армированный термореактивный) лайнер (внутренняя стенка)

Обеспечивает герметичность и стойкость к воздействию агрессивной и/или абразивной среды, транспортируемой по трубопроводу. Абсолютная шероховатость внутренней стенки составляет 23 мкм.

Силовой стеклопластиковый слой

Обеспечивает механическую прочность при совместном действии внутренних и внешних нагрузок в процессе эксплуатации трубопровода.

Внешний слой (гель-коут)

Обеспечивает гладкость внешней поверхности и стойкость к воздействию влаги, атмосферных явлений, ультрафиолетовых лучей и химических веществ.



Рисунок 2.1 Структура стеклопластиковой трубы, изготовленной методом непрерывной намотки

Оборудование для изготовления стеклопластиковых труб, емкостей и других тел вращения по технологии намотки состоит из следующих составляющих:

- секция подачи стеклянного ровинга,
- установка для приготовления связующего: смесь полиэфирная смола - катализатор или другой тип связующего,
- ванна с связующим - катализированной полиэфирной смолой или другим типом смолы, через которую проходят и смачиваются нити ровинга,

- секция намотки с валами вращения, размер которых определяет диаметр конечного изделия из стеклопластика,
- органы управления оборудованием для намотки.

Преимущества применения труб, изготовленных по технологии непрерывной намотки:

высокая удельная прочность;

- малый вес в 4 раза легче стальных труб;
- высокая коррозионная стойкость;
- высокая надежность и долговечность;
- минимальные затраты на монтаж и обслуживание, высокая ремонтпригодность;
- малое гидравлическое сопротивление, отсутствие 'зарастания' внутреннего сечения;
- экологическая чистота транспортируемых продуктов. Имеется гигиенически сертификат;
- длительный срок эксплуатации труб: в зависимости от конкретных условий - от 20 до 60 лет, без ремонта.

Метод центробежного формования

Другим способом изготовления стеклопластиковых труб является центробежное формование – технология, предложенная фирмой Nobas. Процесс производства этих труб протекает в направлении от наружной поверхности к внутренней, с применением вращающейся формы. Труба изготавливается из рубленых стеклянных волокнистых жгутов (ровингов), полиэфирной смолы и песка.

Методом центробежного формования изготавливаются стеклопластиковые трубы из полиэфирных смол, армированных рубленым стекловолокном, и активного наполнителя путем подачи сырьевых материалов по вращающуюся матрицу, в результате чего образуется структура трубы с

внешнего слоя. В процессе производства твердые материалы, стекловолокно и наполнитель добавляются в жидкую смолу.

Процесс полимеризации смолы происходит под действием катализатора и дополнительно ускоряется путем нагрева. Благодаря трехмерным пространственным химическим связям, процесс полимеризации смолы необратим. Таким образом, стеклопластик (GRP) является термоустойчивым материалом, сохраняющим пространственную стабильность при повышенной температуре окружающей среды.

Стеклопластиковые трубы, изготовленные методом центробежного формования используются следующих целях:

- Канализация
- Дренаж
- Питательная вода
- Сырая вода и ирригация
- ГЭС
- Термическая мощность/охлаждение
- Промышленные трубопроводы

Кроме того, данные трубы применяются с использованием различных методов укладки:

- Укладка открытым способом
- Надземная укладка
- Метод протаскивания/релайнинг

Метод микротуннеля/прокол

2.3 Анализ свойств стальной трубы

Стальные трубы, используемые для передачи нефти, внутри покрыты эпоксидными смолами, нанесенными последовательными слоями. В такой ситуации единственным возможным соединением между отдельными секциями труб является фланцевое соединение. В данном случае во избежание повреждений внутреннего покрытия или самого фланца необходимо принимать

специальные меры при транспортировке и перемещении. С технической точки зрения сварные соединения с восстановлением покрытия на месте (возможно для труб большого диаметра) являются неприемлемым решением.

Внутренние эпоксидные покрытия имеют ограниченный срок службы, составляющий около 5 лет, по истечении которого проявляется питтинговая коррозия. Возникает необходимость в дорогостоящем техническом обслуживании или замене секций трубопровода.

Внутреннее покрытие хрупкое и неупругое. К тому же осевое и кольцевое напряжение, вызванные внутренним давлением в трубопроводе или укладкой грунта, приводят к отслаиванию или отделению небольших участков покрытия, что, в свою очередь, приводит к появлению коррозии.

Коррозия на внутренней поверхности без очистки приводит к значительному увеличению шероховатости и способствует образованию частиц, уменьшающих поток. Если средняя шероховатость новых труб составляет 0,03-0,05 мм, то шероховатость отработанных труб увеличивается до 0,2-0,4 миллиметров и может увеличиваться более данных значений.

Защита: коррозия стальных труб вызвана появлением электрохимических свойств, благодаря которым во влажной среде между трубой и внешней средой образуется электрический ток. Таким образом, осуществляется переход в металлический раствор в ионной форме.

Подобная потеря частиц с незащищенных труб вызывает постепенное утончение стенки трубы, а потеря частиц в защищенных трубах приводит к образованию отверстий в облицовке в дефектных точках, даже микроскопического размера.

Двумя основными условиями, приводящими к возникновению коррозии в подземном трубопроводе, являются:

- агрессивные свойства почвы: коррозия появляется при образовании гальванических ячеек, вызванных различиями в потенциале, порожденном на поверхности труб;

						Лист
					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Глава 2. Объекты и методы исследования	40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- паразитный ток: трубы играют роль проводников на участке, где ток протекает от трубы к земле (анод), происходит миграция ионов и, следовательно, коррозия.

Защита стальных труб от коррозии бывает двух типов: активного и пассивного.

Пассивная защита: цель такой защиты заключается в предотвращении передачи электрических токов между трубами и землей. Это обеспечивается изолирующими и водозащитными покрытиями (битумными или полиэтиленовыми), а также установкой изолирующих соединений в подходящих местах для разрыва электрической целостности трубопровода. Пассивный тип защиты не дает полной защиты, т.к. незначительных дефектов или повреждений в покрытии достаточно, чтобы подобный тип защиты оказался бесполезным.

Повреждения могут возникнуть при транспортировке или укладке и прогрессирующая коррозия очень быстро сделает трубы непригодными для эксплуатации.

Активная защита: достигается посредством подачи тока через подходящую вспомогательную электрическую цепь от земли к трубам в направлении, противоположном направлению паразитных токов. Таким образом, ток не проходит от трубы к земле, и коррозия нейтрализуется.

Также данный тип защиты реализуется с помощью подсоединения трубопровода к элементам заглубленным в земле и имеющим более низкий потенциал, чем потенциал трубопровода. Таким образом, электрические токи покидают трубопровод через данные элементы, которые подвергаются коррозии вместо трубы.

Данные элементы называются «жертвенными анодами» (анодное заземление). В обоих случаях необходимо постоянное техническое обслуживание силовой установки, передающей встречный ток, а также техническое обслуживание используемых протекторных анодов. Активный тип защиты всегда используется вместе с пассивным типом.

Внутренняя защита пассивного типа необходима для труб, которые используются в канализационных системах и большую часть времени являются пустыми. Защита обеспечивается с помощью битумного и эпоксидного покрытий и имеет аналогичные отрицательные качества, усиливающиеся невозможностью нанесения покрытия в области сварных швов в трубах малого диаметра.

Прокладка подземных стальных трубопроводов не вызывает особых сложностей при использовании современного оборудования. Следует быть крайне осторожным во избежание царапин и иных повреждений на внешних защитных антикоррозионных покрытиях. Поэтому трубы должны располагаться на основании и между боковыми опорными закладками, состоящими из просеянного материала или песка (что более предпочтительно), особенно если дно канавы неровное или каменистое.

2.4 Анализ свойств трубы из полиэтилена высокой плотности

Технология производства труб из полиэтилена высокой плотности (полиэтилена низкого давления, ПНД) требует сложных и достаточно дорогостоящих установок и усовершенствованных систем контроля всех труб большого диаметра. Кроме надежных производителей, состоящих в европейской группе, существует ряд мелких производителей, не выдерживающих необходимую надежность продукции.

Определенный объем продукции, имеющейся на рынке и являющейся надежной, соответствуют установленным спецификациям. Но при использовании термопластических материалов существует риск того, что трубы были изготовлены из вторичного сырья, что приводит к неудовлетворительной работе главным образом в долгосрочной перспективе, если доля такого сырья превышает минимальный допустимый процент. Следует отметить, что его механические свойства определяют краткосрочно при температуре окружающей среды (20°C).

Значения модуля упругости и предела прочности значительно уменьшаются с течением времени и при повышении температуры. Таким образом, проявляются заметные вязкоупругие свойства. При постоянной нагрузке во время длительного использования увеличивается деформация. Такой эффект называется внутренней ползучестью.

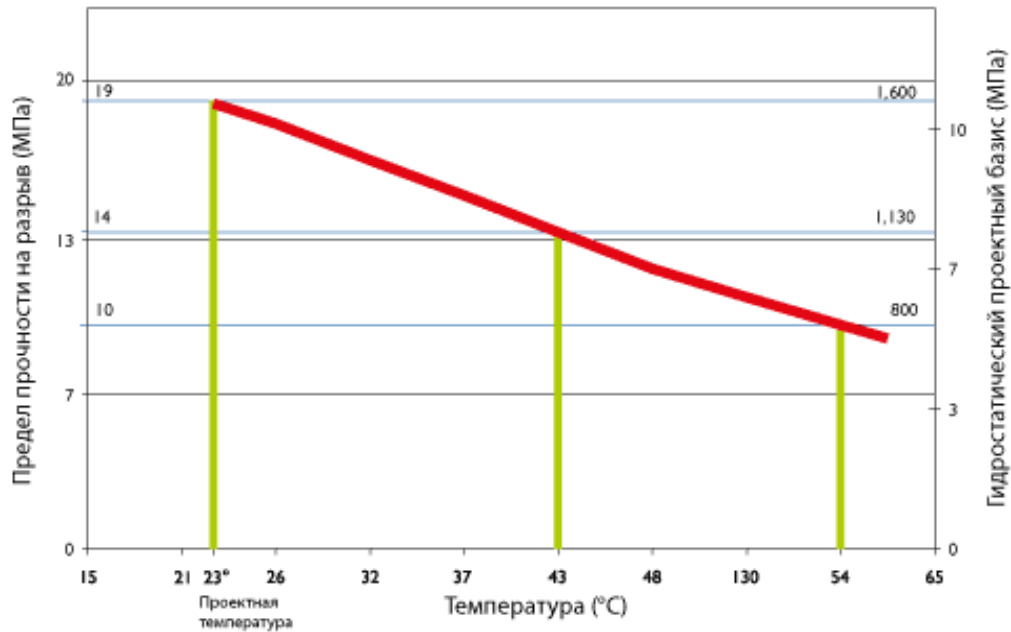


Рисунок 2.2 График зависимости напряжений от температуры

На начальном этапе кривые внутренней ползучести имеют линейное развитие, при котором возникают повреждения вследствие пластической деформации, затем, со временем, возникает резкое ухудшение, сопровождающееся увеличением хрупкости и трещинами. Наличие такого изгиба кривой повреждающего напряжения, зависящего от времени применения напряжения, различной вязкости и охрупчивания до и после перегиба, указывают на ухудшение свойств материала, а также на изменение физической и химической структуры, что является естественным старением.

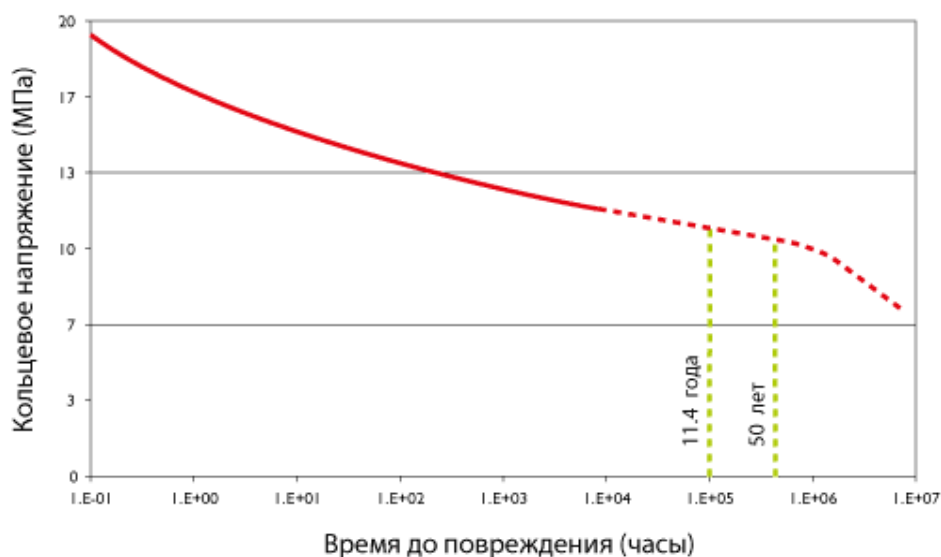


Рисунок 2.3 График зависимости кольцевых напряжений от времени

Напрашивается вывод, что срок службы материала не может быть больше интервала, определенного перегибом в кривой. При температуре окружающей среды эта граница находится в районе 100 000 часов или 11,4 лет, при температуре выше 30°C этот показатель значительно снижается. Химическая устойчивость полиэтилена высокой плотности к наиболее коррозионно-активным компонентам и растворителям может быть определена как средняя между хорошей и отличной, во всяком случае при температуре окружающей среды не выше 20°C. Данный материал не подвержен электрохимической и биологической коррозии. Тем не менее, степень химической стойкости напрямую зависит от напряженного состояния материала и уменьшается, когда материал подвергается значительному удлинению (стресс-коррозия).

Сочетание эффекта старения и охрупчения, описанных выше, вместе с эффектом механической коррозии, является причиной большого количества повреждений (продольных трещин) в верхней образующей линии секций труб. Данный участок является одним из наиболее подверженных напряжению из-за внешних нагрузок. Также, это участок наиболее высокой концентрации сернистого газа в канализационных системах.

Для поддержания низких значений отклонений при укладке трубопровода и опоре боковых частей труб необходим тщательный контроль. Следует упомянуть, что в виду значительной толщины стенки труб из полиэтилена высокой плотности, низкие значения отклонения ведут к высоким значениям деформации (растяжению) внутренней стенки на верхней и нижней образующей линии.

Ударопрочность и стойкость к истиранию труб из полиэтилена высокой плотности является очень хорошей. Но эффект от удара, даже не смотря на то, что повреждений не видно сразу, может привести к структурному ослаблению, которое, в свою очередь, может привести к повреждениям трубы в перспективе при длительном эксплуатационном режиме.

Расчет потока и скорости выполняется с помощью формулы Прандтля-Колбрука. Директива ATV устанавливает долгосрочное значение шероховатости 0,25 мм для прямых односекционных линий и 0,40 мм для сетей. Институт пластика предлагает формулу Шези, со вторым выражением Базена и коэффициентом шероховатости 0.06.

Секции трубопровода из полиэтилена высокой прочности соединяются методом высокотемпературной сварки. Сварные соединения выполняются с помощью оборудования, называемого тепловыми элементами или тепловыми зеркалами, которые нагревают концевые части трубы для подсоединения при температуре 200°C. Затем концевые части прижимаются друг к другу до охлаждения и затвердения материала.

Сварка должна выполняться квалифицированным персоналом с использованием подходящего оборудования и в идеальных условиях. Особенно критичными являются этапы подготовки и очистки подсоединяемых элементов, температура и время нагрева, которые должны соответствовать толщине и давлению сварки. Надежность соединения зависит от уровня мастерства рабочих, выполняющих операции.

Также существуют муфты из полиэтилена высокой плотности с закладными нагревательными элементами. Они включают в себя электрический

резистор, вырабатывающий тепло, необходимое для плавления материала. Трубы из полиэтилена высокой плотности, как и другие пластиковые трубы, относятся к классу так называемых гибких труб. Другими словами, в процессе службы они могут выдерживать относительно высокую деформацию поперечного сечения, обычно ограничиваемую 5% диаметра во избежание изменения гидравлических свойств, которыми обладает этот диаметр. С другой стороны они не могут выдерживать вертикальные нагрузки грунта и дорожные нагрузки самостоятельно и по этой причине опираются на пассивную нагрузку грунта, удерживающую стороны во избежание сплющивания (овальности).

Допустимое значение сплющивания также определяется пределом напряжения или деформации стенок трубы, принимая во внимание расчеты стресс-коррозии, которые были упомянутой выше.

Тип грунта, используемый в качестве основания и боковых опор, а также методы, используемые для укладки и уплотнения грунта вокруг трубы, имеют решающее значение для правильного функционирования системы. На основании рекомендаций Европейского Института Технологий, трубы из полиэтилена высокой плотности необходимо укладывать на основание и в пределах бокового поддерживающего грунта, состоящего из чистого гранулированного материала, предпочтительно песка, уплотненного на 90% плотности по Проктору.

Из-за высокого коэффициента расширения полиэтилена высокой плотности целесообразно проводить засыпку, когда температура трубы как можно ближе к температуре эксплуатации трубопровода. В частности, трубы, которые находятся под прямыми лучами солнца и имеют повышенную температуру в виду нагрева, не должны засыпаться грунтом.

Транспортировка, разгрузка и хранение труб не вызывает сложностей, кроме тех, которые связаны с защитой от продольного изгиба и деформации, приводящей к проблемам во время сварки.

2.5 Анализ свойств стеклопластиковой трубы

Стеклопластик представляет собой композиционный материал, поэтому его физические и механические свойства заметно меняются в зависимости от технологии производства, типа смолы, вида и количества применяемого армирующего материала.

Свойства стеклопластика позволяют использовать его в широком диапазоне температур. Механические характеристики термоактивных смол существенно не изменяются до достижения температур, близких к точке перехода смолы в стекловидное состояние, т.е. точка, в которой смола переходит из стекловидного состояния в эластичное состояние.

Стеклопластик, так же как и термопластичные материалы, характеризуется вязко-упругими свойствами, но стекловолокно мало подвержено влиянию температур в довольно широком диапазоне (до 70 – 80°C). Более того, кривые регрессии, полученные при выполнении долгосрочных испытаний на растрескивание, например, в соответствии со стандартом ASTM D2992, отражают линейное развитие с би-логарифмическим представлением без типичного перегиба кривой, как у термопластичных материалов и, таким образом, без изменения поведения материала. Как следствие, можно предположить очень долгий срок службы данных композитных материалов.

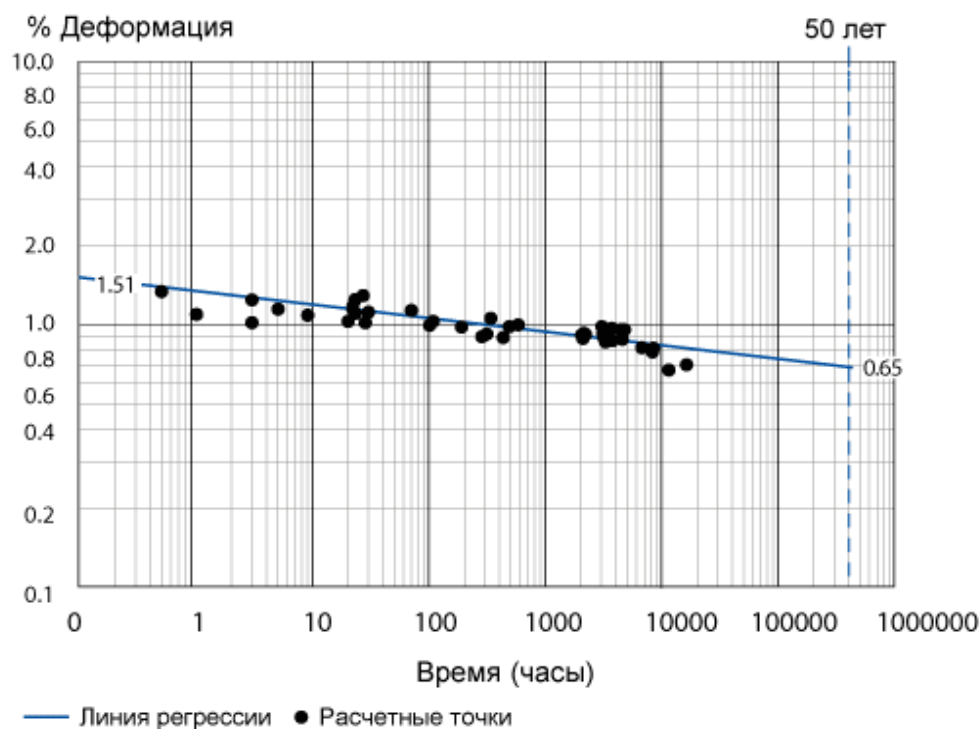


Рисунок 2.4 Зависимость деформации от времени в часах.

Значения прочности за 50 лет составляют приблизительно 65,7% от краткосрочных значений. Модули упругости представляют еще меньший износ. Ввиду волокнистой природы материала механизм разрыва довольно сложный, значения единичной нагрузки на растрескивание зависят от химического состава стенки и технологии изготовления. Нагрузка на разрыв определяется как нагрузка, при которой труба во время испытания прочности на прорыв начинает давать течь даже без появления микроскопических повреждений стенки трубы. Стеклопластик обладает отличными свойствами химической и электрохимической устойчивости, его устойчивость при высоких температурах значительно лучше, чем у других пластиковых материалов в целом. Для производства стеклопластиковых труб используются различные типы полиэфирной смолы. По мере увеличения степени химической устойчивости основные типы смолы включают следующие: ортофталевая, изофталевая, бисфенольная и смолы сложных виниловых эфиров. Стойкость к ударным нагрузкам: несмотря на то, что полиэфирные смолы более хрупкие по сравнению с термопластичными материалами, включение

					Лист
					43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Глава 2. Объекты и методы исследования
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	48

волокнутого армирования в композитный состав препятствует распространению трещин, придавая материалу отличную стойкость к ударным нагрузкам. Более того, транспарентный характер материала позволяет визуально находить даже небольшие повреждения для того чтобы определить следующие действия: ремонт, замена или приемка в случае возникновения малых или незначительных дефектов.

Сопротивление износу: ввиду высокой жесткости поверхности смолы, сопротивление износу у стеклопластика лучше, чем у термопластичных материалов.

Гидравлические свойства: трубы из стеклопластика, имеют очень гладкую обтекаемую поверхность. Гидравлические расчеты могут быть выполнены по формуле, которая учитывает абсолютную шероховатость стенки трубы, к примеру, такой как формула Колбрука. Расчетная шероховатость, с учетом локализованных разрывов на стыках, обычно между 0.05 и 0.10 мм, как для новой трубы, так и для трубы, которая много лет находится в эксплуатации. Формула Хазена-Вильямса с коэффициентом шероховатости 140,150 дает хорошее приближенное значение при определении потери напора.

Стандарты труб из стеклопластика обычно не показывают толщину стенок, так как существует множество показателей, от которых она зависит, в основном, это производственный технологический процесс, характеристики используемого сырья, класс давления и класс жесткости. Длина секций труб из стекловолокна обычно составляет 6 или 12 метров, но с помощью производственной линии непрерывной намотки стекловолокна заказчик может получить любую требуемую ему длину. Трубы из стекловолокна доступны с различными системами стыков таких, как клеевые, а также механические соединения с использованием торцов трубы, охватываемых раструбом других труб или муфтой с уплотняющими прокладками из эластомера. Механические соединения обеспечивают простую и быструю прокладку трубопровода практически с полной гарантией надежности и непроницаемости

стыков, как снаружи, так и изнутри, даже при высоких значениях давления. Трубы из стеклопластика принадлежат к классу так называемых гибких труб и поэтому при подготовке ложа, боковых опор и засыпке трубопровода грунтом требуется определенное внимание. Однако, благодаря улучшенным механическим свойствам, данные трубы не требуют повышенного внимания, как в случае с трубами из ПВХ и HDPE. Для труб из стеклопластика имеется полный диапазон дополнительных изделий и фитингов, включая смотровые колодцы. Нестандартные фасонные изделия могут быть изготовлены под заказ. Трубы из стеклопластика предоставляют следующие преимущества при использовании в водопроводных магистралях:

- полная гарантия, что материал не загрязняет проводимую среду (нетоксичные трубы), что важно для водопроводов питьевого водоснабжения и при использовании в пищевой промышленности
- незначительная шероховатость поверхности даже при длительной эксплуатации, следовательно, гарантия того, что максимальные эксплуатационные характеристики будут сохранены даже в течение продолжительного периода времени
- невосприимчивость к воздействию агрессивных агентов почвы и полная устойчивость к влияниям ложной мучнистой росы и микроорганизмов
- инертность по всей толщине трубы, которая означает, что какое-либо повреждение трубы, результатом чего станет локальный пробой трубы, не приведет к распространению коррозионного действия
- отсутствие необходимости во вторичных покрытиях, которые в дальнейшем потребовали бы регулярных проверок и технического обслуживания
- отсутствие необходимости в пассивной защите
- конструкционная герметичность трубопровода благодаря однородности стыков.
- простота транспортировки, работы и укладки.

2.6 Методы неразрушающего контроля

Среди акустических методов неразрушающего контроля многослойных клееных конструкций из полимерных композиционных материалов (ПКМ) особое место занимают специальные низкочастотные методы. Отличительными особенностями этих методов контроля являются сухой контакт рабочего органа преобразователя дефектоскопа с контролируемой конструкцией в небольшой по площади ($0,01 - 0,5 \text{ мм}^2$) зоне в одной или в двух точках, использование звукового и низкочастотного ультразвукового диапазонов (обычно до 150 кГц), а также возбуждение в контролируемых конструкциях в основном нормальных волн, например антисимметричных волн нулевого порядка или им подобных.

Основная область применения специальных низкочастотных методов, к которым относятся импедансный, велосиметрический методы – обнаружение зон нарушения соединений в многослойных клееных конструкциях из ПКМ на основе углеродных, борных, стеклянных, органических волокон (угле -, боро-, стекло-, органопластиков и т.п.), в комбинированных клееных конструкциях, содержащих металлические и неметаллические слои, а также выявление нарушений сплошности в слоях из ПКМ и в полуфабрикатах перед склеиванием конструкции. Этими методами также могут быть выявлены дефекты в неметаллических покрытиях (например, теплозащитных) и зоны нарушения клеевого соединения между этими покрытиями и силовым металлическим или неметаллическим каркасом. Основными преимуществами специальных низкочастотных методов контроля перед другими методами неразрушающего контроля многослойных клееных конструкций из ПКМ являются:

1) отсутствие необходимости смачивания конструкций или погружения их в жидкость, что позволяет проводить контроль деталей и агрегатов из гигроскопичных материалов;

2) кривизна поверхности контролируемых конструкций обычно не является

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

препятствием для проведения контроля, причем возможен контроль как выпуклых, так и вогнутых деталей;

3) возможность контроля деталей, выполненных из анизотропных материалов с различной шероховатостью поверхности.

Следует также отметить простоту аппаратуры для реализации специальных низкочастотных методов, простоту методики контроля и возможность механизации контроля конструкций, обычно контролируемых этими методами.

Рассмотрены области применения и эксплуатационные возможности двух вариантов акустического импедансного метода, указаны особенности импедансного метода при контроле многослойных клееных конструкций и изделий из слоистых пластиков и даны общие рекомендации по контролю конструкций различных типов. В настоящей главе рассмотрим более подробно эксплуатационные возможности, физические и теоретические основы акустического велосиметрического метода, при реализации которого в контролируемой конструкции возбуждаются нормальные волны.

Велосиметрический метод, реализуемый при одностороннем доступе, позволяет выявлять дефекты на глубине до 30 мм. Двусторонним велосиметрическим методом могут быть проконтролированы изделия толщиной до 100 мм. Наименьшая площадь выявляемого дефекта при контроле этим методом составляет 0,07 – 15 см² (в зависимости от глубины залегания дефекта и параметров контролируемого агрегата). При контроле велосиметрическим методом, реализуемым при одностороннем доступе к объекту контроля, с увеличением глубины залегания дефекта чувствительность метода падает. Нормальные волны, распространяющиеся в упругом волноводе (например, в твердой пластине со свободными границами), отличаются от всех других волн, способных распространяться в данном волноводе, тем, что они при своем прямолинейном распространении сохраняют поперечную структуру поля и (или) поляризацию. Упругие нормальные волны, распространяющиеся в пластинах со свободными границами, могут быть двух типов: волны Лэмба и так называемые поперечные нормальные волны (SH волны).

Используемые при неразрушающем контроле волны Лэмба представляют собой упругие возмущения, в которых имеется смещение, как в направлении распространения волны, так и в направлении, перпендикулярном плоскости конструкции. Волны Лэмба делятся на две группы, каждая из которых может распространяться в объекте контроля независимо друг от друга: симметричные (s) волны, в которых движение симметрично относительно плоскости, проходящей через середину стенки конструкции параллельно ее плоскости, и антисимметричные (a) волны, в которых движение происходит асимметрично относительно этой плоскости, проходящей через середину стенки конструкции.

(t) Фазовая скорость c_{ph} , являющаяся основной характеристикой нормальной волны, показывает скорость перемещения нулей и максимумов волнового пакета при распространении импульсов и зависит от типа волны, частоты упругих колебаний f и толщины пластины h . Семейство кривых, графически показывающих зависимость фазовой скорости от произведения fh , представляет собой график дисперсионных кривых нормальных волн (собственно «дисперсия» – зависимость скорости от частоты).

Для материалов, обычно контролируемых методами с использованием нормальных волн (угле-, боро-, стекло-, органопластики, текстолиты и т.п.), графики дисперсионных кривых фазовых скоростей в листах или в пластинах строят по экспериментальным данным, так как методы аналитического вычисления c_{ph} в изделиях из таких материалов весьма сложны. Для неметаллических материалов с большим затуханием упругих колебаний эту кривую можно легко снять экспериментально, перемещая приемник вдоль прямой, проходящей через точку возбуждения гармонических упругих колебаний излучающим преобразователем и измеряя длину волны λ как расстояние между точками с одинаковыми фазами

Групповая скорость c_{gr} показывает скорость движения переднего фронта импульса. Для упругих волн любого типа фазовые c_{ph} и групповые c_{gr} скорости отличаются лишь в условиях дисперсии, когда последняя зависит от частоты (при отсутствии дисперсии $c_{ph} = c_{gr}$). Групповая скорость c_{gr} может быть, как больше, так и меньше фазовой.

Для материалов, обычно контролируемых методами с использованием нормальных волн (угле-, боро-, стекло-, органопластики, текстолиты и т.п.), графики дисперсионных кривых фазовых скоростей в листах или в пластинах строят по экспериментальным данным, так как методы аналитического вычисления c_{ph} в изделиях из таких материалов весьма сложны. Для неметаллических материалов с большим затуханием упругих колебаний эту кривую можно легко снять экспериментально, перемещая приемник вдоль прямой, проходящей через точку возбуждения гармонических упругих колебаний излучающим преобразователем и измеряя длину волны λ как расстояние между точками с одинаковыми фазами. Групповая скорость c_{gr} показывает скорость движения переднего фронта импульса. Для упругих волн любого типа фазовые c_{ph} и групповые c_{gr} скорости отличаются лишь в условиях дисперсии, когда последняя зависит от частоты (при отсутствии дисперсии $c_{ph} = c_{gr}$).

Групповая скорость c_{gr} может быть как больше, так и меньше фазовой. Зная фазовую скорость c_{ph} , групповую скорость c_{gr} можно определить по формуле:

$$c_{gr} = c_{ph} - \lambda \frac{dc_{ph}}{d\lambda},$$

где $\lambda = \frac{c_{ph}}{f}$ – длина волны.

(2.1)

Рисунок 2.5 Групповая скорость c_{gr}

Групповая скорость c_{gr} может быть как больше, так и меньше фазовой. Зная фазовую скорость c_{ph} , групповую скорость c_{gr} можно определить по формуле:

$$c_{gr} = c_{ph} - \lambda \frac{dc_{ph}}{d\lambda},$$

где $\lambda = \frac{c_{ph}}{f}$ – длина волны.

(2.1)

Рисунок 2.5 Групповая скорость c_{gr}

Аналитический расчет c_{gr} для изделий из анизотропных армированных пластиков и других подобных материалов затруднителен. Поэтому c_{gr} можно найти по формуле (1) или снять экспериментально путем непосредственного измерения времени t распространения импульсов упругих колебаний на известном участке пути l . Скорость c_{gr} находят из выражения

$$c_{gr} = \frac{l}{t}. \quad (2.2)$$

При контроле деталей из неметаллических материалов в форме пластины возбуждают волны нулевого порядка (моды s_0 и a_0). Это определяется как условиями возбуждения волн (формой контактного наконечника излучающего преобразователя, площадью его соприкосновения с изделием и др.), а также тем, что произведение fh при контроле выбирается малым.

Строго говоря, как отмечалось ранее, волны, возбуждаемые в изделиях в форме пластин, плит и т.п. при контроле рассматриваемыми методами не являются нормальными волнами, так как теория этих волн построена только для изотропной среды, а контролируемые изделия являются, как правило, анизотропными слоистыми пластиками (углепластик, стеклопластик, асботекстолит, и др.), или представляют собой многослойные конструкции из различных по свойствам металлических и неметаллических материалов.

Однако, дисперсионные кривые для фазовых и групповых скоростей волн, возбуждаемых в изделиях из ПКМ, подобны таковым для волн s_0 и a_0 в изотропных материалах. Поэтому волны, распространяющиеся в конструкциях

при их контроле акустическими низкочастотными методами, целесообразно называть симметричными или антисимметричными волнами нулевого порядка, памятуя об указанном выше отличии.

При контакте устройства, включающего жестко закрепленные на фиксированном расстоянии излучающий и приемный преобразователи, с поверхностями тонких пластин из ПКМ через слой контактной смазки в пластинах возбуждаются волны, дисперсионные кривые. Характер дисперсионных кривых волн, возбуждаемых в пластинах при выбранной нами схеме возбуждения ультразвуковых волн, подобен волне s_0 (кривые 1 и 2 после максимума при $fh \geq 1,5 \text{ МГц} \times \text{мм}$) для изотропных материалов. Однако, восходящие ветви кривых при $fh \leq 1,5 \text{ МГц} \times \text{мм}$ подобны волне a_0 . Возбуждается волна (рис. 1), которая, видимо, является при малых fh антисимметричной волной нулевого порядка a_0 , а при больших fh – симметричной волной нулевого порядка s_0 .

Диапазон произведений fh , применимый для диагностики полимерных композитов, определяется по кривой $c_{gr} = \varphi(fh)$ и должен характеризоваться практическим отсутствием дисперсии скорости УЗК. В этом случае при изменении толщины контролируемого изделия (или частоты УЗК) групповая скорость волны не будет меняться и, следовательно, исключается погрешность, обусловленная дисперсией групповой скорости. Нижний предел частоты УЗК ограничивается дисперсией групповой скорости – при толщине конструкции $h=4$ мм частота УЗК f должна быть $\geq 2,5 \text{ МГц}$, а при толщине конструкции $h=2$ мм частота УЗК f должна быть $\geq 5 \text{ МГц}$, что находится на участке (рис. 1) с отсутствием дисперсии групповой скорости УЗК. На высоких частотах увеличивается затухание упругих колебаний в материале, что делает практически невозможным проведение измерений на частотах свыше 10 МГц.

Если преобразователи смещаются к границе непрочлея, время прохождения импульса уменьшается, стремясь к времени задержки в доброкачественной зоне образца.

Измерения времени прохождения ультразвуковых импульсов выполнены

					Глава 2. Объекты и методы исследования	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

и на ряде других материалов с искусственными расслоениями или непрочлеями. Несплошности в материалах исследованных конструкций увеличивают время распространения от 44 до 791%, что вполне достаточно для их четкого обнаружения.

Глубина залегания одинаковых по размерам и форме несплошностей конструкций мало сказывается на времени прохождения ультразвукового импульса. С ее увеличением скорость распространения волн в зоне над непрочлеем возрастает, а под непрочлеем уменьшается. Суммарное время прохождения ультразвукового импульса при этом почти не меняется.

При одностороннем доступе возможна реализация фазового способа, когда несплошности материала регистрируют по изменению фазы сигнала. При реализации фазового способа импульсного велосиметрического метода контроля на поверхность контролируемой конструкции 3 (рис.2.6) устанавливают преобразователь, содержащий расположенные в одном корпусе излучающий 1 и приемный 2 вибраторы.

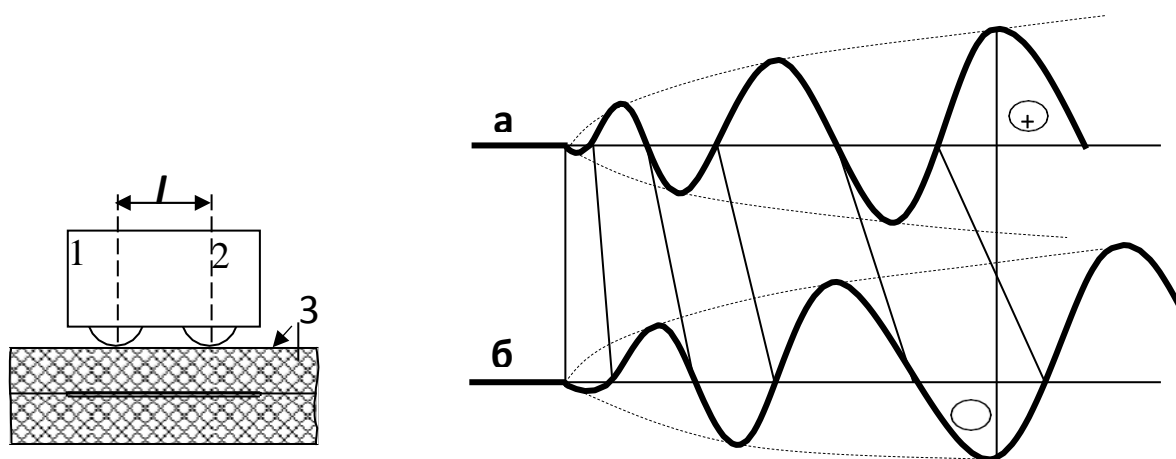


Рисунок. 2.6. Принцип фазового способа

1 – излучатель; 2 – приемник; 3 – контролируемая конструкция; l – база преобразователя; а – импульс упругих колебаний, принятый в бездефектной зоне конструкции; б – сигнал, принятый в зоне непрочлея конструкции

При контроле фазовым способом используют преобразователь, база (расстояние между осями вибраторов) которого составляет 30 – 35 мм, т.е. значительно больше базы (7 мм) преобразователя для контроля амплитудным способом импедансного метода, реализуемого с использованием раздельно-совмещенного преобразователя.

Во все стороны от излучающего преобразователя распространяется антисимметричная волна нулевого порядка a_0 . При непрерывном излучении сдвиги фаз упругих волн определяются фазовыми скоростями распространения звука. При распространении импульса упругих колебаний в среде с дисперсией скорости ($c_{ph} \neq c_{gr}$) передний фронт импульса перемещается с групповой скоростью c_{gr} , а нули и максимумы волнового пакета – с фазовой скоростью c_{ph} . В результате распределение нулей и максимумов, а также полярность первой полуволны при движении волнового пакета постоянно меняются в функции пройденного пути.

Непроклеи и несплошности материала при контроле фазовым способом выявляются по смещению нулей импульса. На рис. 2.6 показан импульс упругих колебаний, принятый в доброкачественной зоне (а) и в зоне несплошности материала (б). Полярность, например, пятой–шестой полуволны в доброкачественной зоне положительна, а в зоне расслоения отрицательна. Возможно и другое решение поставленной задачи – использование при контроле длинных импульсов, и регистрация сдвига фаз между n -ными (5, 6 и т.п.) периодами.

Кратко остановимся на аппаратуре для реализации специальных низкочастотных методов контроля многослойных клееных конструкций из ПКМ. Для контроля амплитудным и фазовым способами велосиметрического метода в режиме непрерывного излучения в настоящее время может быть использован прибор BondMaster 1000e+, а для контроля другими специальными низкочастотными методами (импедансным, свободных колебаний) – дефектоскопы типа ДАМИ-С09, ИД-91М, АД-42ИМ, АД-701М, АД-64

Глава 3.Расчеты и аналитика Исследование гидравлических характеристик

стеклопластикового и стального трубопроводов, гидравлический удар.

Рассмотрим и сравним гидравлические характеристики работы нефтегазосборного трубопровода, на примере участка промыслового трубопровода «к.27-т.вр.к.27» Сугмутского месторождения по объекту: «Строительство трубопроводов Западно-Суторминского, Сугмутского месторождения» (ОАО «Газпромнефть-Муравленко»), выполненного из стеклопластиковых или стальных труб.

Гидравлический расчет выполнен с целью определения диаметра участка нефтегазосборного трубопровода и его рабочих параметров.

Физико-химические свойства транспортируемой среды и технологические параметры работы нефтегазосборного трубопровода, принятые в расчетных моделях, представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные данные для гидравлического расчета

	Наименование	Единица измерения	Значение
1	Расход жидкости в нефтегазосборном трубопроводе «к.27-т.вр.к.27»	м ³ /сут	136
2	Плотность нефти	кг/м ³	846
3	Плотность газа	кг/м ³	1,056
4	Плотность воды	кг/м ³	1012
5	Кинематическая вязкость при плюс 20 °С	м ² /с	7,2*10 ⁻⁶
6	Кинематическая вязкость при плюс 50 °С	м ² /с	3,4*10 ⁻⁶

					Изучение применения стеклопластиковых труб на промысловых трубопроводах при создании современных нефтепроводных систем			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Маркаускас Ф.Ю.				Глава 3.Исследование гидравлических характеристик стеклопластикового и стального трубопроводов, гидравлический удар	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Г.						60	131
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ5А		
Зав. Каф.	Бурков П.В.							

	Наименование	Единица измерения	Значение
7	Температура нефти с кустовой площадки № 27	°С	плюс 25
8	Обводненность	%	96
9	Газовый фактор	м ³ /т	72
10	Давление в точке врезки нефтегазосборного трубопровода «к.27-т.вр.к.27»	МПа	0,86

Прокладка трубопровода предусмотрена подземно. Температура грунта на глубине заложения трубопровода принята минус 1 °С в зимний период. Коэффициент теплопередачи принят 2,0 Вт/м²·К.

Рекомендуемая скорость жидкости в трубопроводе – от 1 до 3 м/с.

Нефтегазоводяная смесь с кустовой площадки № 27 поступает в промысловый трубопровод «к.27-т.вр.к.27» и транспортируется под избыточным давлением скважинного насосного оборудования до точки врезки в существующую нефтесборную сеть Сугмутского месторождения.

Расчет выполнен с использованием программного комплекса Pipesim 2014 (Schlumberger). В качестве корреляции для многофазного потока использовалась уточненная корреляция Беггса и Брилла (Beggs&BrillRevised).

3.1 Гидравлический расчет стеклопластикового трубопровода

Для сравнения гидравлических характеристик работы промыслового трубопровода, выполним гидравлический расчет для нефтегазосборного трубопровода «к.27-т.вр.к.27» из стеклопластиковых труб диаметром 63,5х2,5 мм по ГОСТ Р 55990-2014.

Шероховатость внутренней поверхности трубопровода, выполненного из стеклопластика, принята по данным завода-изготовителя – 0,00533 мм.

Характеристики нефтегазосборного трубопровода представлена в таблице 3.2, расчетная схема на рисунке 3.1

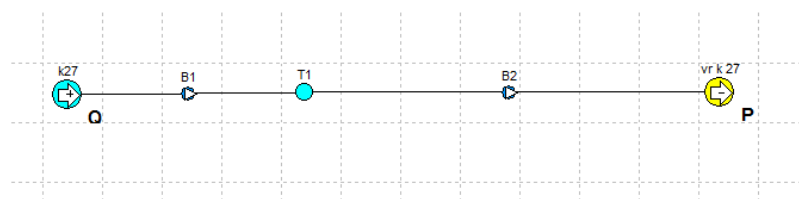


Рисунок 3.1 – Расчетная схема нефтегазосборного трубопровода «к.27 - т.вр.к.27»

Таблица 3.2 – Характеристика нефтегазосборного трубопровода

Участок	Протяженность, м	Диаметр Дн, мм	Толщина стенки, мм
к.27 - т.вр.к.27	1194,09	63,5	2,5

ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования

Для начала определим расход нефти и воды в нефтегазосборном трубопроводе «к.27-т.вр.к.27». Как известно, $Q_{\text{ж}} = Q_{\text{в}} + Q_{\text{н}}$, (3.1)

где

$Q_{\text{ж}}$ – расход жидкости, м³/сут;

$Q_{\text{в}}$ – расход жидкости, м³/сут;

$Q_{\text{н}}$ – расход жидкости, м³/сут.

Обводненность продукции составляет 96%, следовательно, расход воды равен: $Q_{\text{в}} = 0,96 * Q_{\text{ж}} = 0,96 * 136 = 130,56 \text{ м}^3/\text{сут}$. (3.2)

А расход нефти равен: $Q_{\text{н}} = Q_{\text{ж}} - Q_{\text{в}} = 136 - 130,56 = 5,44 \text{ м}^3/\text{сут}$. (3.3)

Найдем массовые расходы нефти и воды, умножив полученные значения на соответствующие плотности жидкостей:

$G_{\text{в}} = \rho_{\text{в}} * Q_{\text{в}} = 1012 * 130,56 = 132126,72 \text{ кг/сут}$ – массовый расход воды; (3.4)

$G_{\text{н}} = \rho_{\text{н}} * Q_{\text{н}} = 846 * 5,44 = 4602,24 \text{ кг/сут}$ – массовый расход нефти. (3.5)

Зная значение газового фактора, можем найти расход газа:

$$Q_{\Gamma} = \Gamma * G_{\text{H}} = 72/1000 * 4602,24 = 331,36 \text{ м}^3/\text{сут} - \text{массовый расход газа.} \quad (3.6)$$

Суммарный расход равен:

$$\Sigma Q = Q_{\text{ж}} + Q_{\Gamma} = 136 + 331,36 = 467,36 \text{ м}^3/\text{сут} - \text{суммарный расход.} \quad (3.7)$$

Найдем массовый расход газа, умножив полученное выше значение на плотность газа:

$$G_{\Gamma} = \rho_{\Gamma} * Q_{\Gamma} = 1,056 * 331,36 = 349,92 \text{ кг/сут} - \text{массовый расход газа.} \quad (3.8)$$

Найдем суммарный массовый расход и выразим его в кг/час:

$$\Sigma G = G_{\text{H}} + G_{\text{B}} + G_{\Gamma} = 4602,24 + 132126,72 + 349,92 = \frac{137078,88}{24} = 5711,62 \text{ кг/час.} \quad (3.9)$$

Плотность среды равна:

$$\rho = \frac{\Sigma G}{\Sigma Q} = \frac{137078,88}{467,36} = 293,3 \text{ кг/м}^3. \quad (3.10)$$

Теперь приступим к вычислению конечной температуры.

Первым делом рассчитаем массовые доли нефти, воды и газа в смеси:

$$X_{\text{H}} = \frac{G_{\text{H}}}{\Sigma G} = \frac{4602,24}{137078,88} = 0,033 - \text{массовая доля нефти;} \quad (3.11)$$

$$X_{\text{B}} = \frac{G_{\text{B}}}{\Sigma G} = \frac{132216,72}{137078,88} = 0,964 - \text{массовая доля воды;} \quad (3.12)$$

$$X_{\Gamma} = \frac{G_{\Gamma}}{\Sigma G} = \frac{349,92}{137078,88} = 0,003 - \text{массовая доля газа.} \quad (3.13)$$

При температуре 25°C флюиды имеют следующие значения удельных теплоемкостей:

$$c_{\text{H}} = 880 \text{ Дж/(кг*°K)} - \text{удельная теплоемкость нефти;}$$

$$c_{\text{B}} = 3793,68 \text{ Дж/(кг*°K)} - \text{удельная теплоемкость воды (учитывая соленость);}$$

$$c_{\Gamma} = 2,252 \text{ Дж/(кг*°K)} - \text{удельная теплоемкость газа.}$$

Найдем значение удельной теплоемкости смеси:

$$c_p = c_{\text{H}} * X_{\text{H}} + c_{\text{B}} * X_{\text{B}} + c_{\Gamma} * X_{\Gamma} = 880 * 0,033 + 3793,68 * 0,964 + 2,252 * 0,003 = 3686,15 \text{ Дж/(кг*°K)} - \text{удельная теплоемкость смеси.} \quad (3.14)$$

Прежде чем рассчитать конечную температуру, осталось вычислить число Шухова по следующей формуле: $\text{Шу} = \frac{k_{\text{пр}} * \pi * D_{\text{н}} * L}{\Sigma G * c_p}$, (3.15) где

$k_{\text{пр}} = 2,0 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$ – коэффициент теплопередачи;

$D_{\text{н}} = 63,5 \text{ мм}$ – диаметр трубы,

$L = 1194,09 \text{ м}$ – длина трубы.

$$\text{Итак: Шу} = \frac{k_{\text{пр}} * \pi * D_{\text{н}} * L}{\Sigma G * c_p} = \frac{2 * 3,14 * 63,5 * 10^{-3} * 1194,09}{5711,62 * 3686,15} * 3600 = 0,0814.$$

Теперь рассчитаем конечную температуру по следующей формуле:

$$T_{\text{к}} = T_{\text{окр.ср.}} + (T_{\text{н}} - T_{\text{окр.ср.}}) * e^{-\text{Шу}}, \quad (3.16) \text{ где}$$

$T_{\text{окр.ср.}} = -1^\circ\text{С}$ – температура окружающего грунта;

$T_{\text{н}} = 25^\circ\text{С}$ – начальная температура нефти. Итак:

$$T_{\text{к}} = -1 + (25 + 1) * e^{-0,0814} = 22,97^\circ\text{С} \text{ – конечная температура.}$$

Осталось найти лишь значения падения давления Δp в стеклопластиковых трубах. Оно рассчитывается по формуле: $\Delta p = \frac{\lambda * L * \rho}{D_{\text{н}} * 2 * v^2}$, (3.17) где

λ – коэффициент трения;

ρ – плотность перекачиваемой среды, кг/м^3 ;

v – скорость потока, м/с .

Коэффициент трения зависит от значения числа Рейнольдса, а число Рейнольдса, в свою очередь зависит от значений кинематической вязкости при данной температуре ($T_{\text{н}} = 25^\circ\text{С}$) и скорости потока. Зная значения кинематической вязкости для температур 20°С и 50°С , вычислим кинематическую вязкость при 25°С по формуле: $v_{25} = \frac{v_{20} - v_{50}}{30} * 25 + v_{20}$, (3.18)

где

v_{25} – кинематическая вязкость при температуре 25°С ;

$v_{20} = 7,2 * 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ – кинематическая вязкость при температуре 20°С ;

$v_{50} = 3,4 * 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ – кинематическая вязкость при температуре 50°С .

$$\text{Получим: } v_{25} = (7,2 - 3,4) * \frac{10^{-6}}{30} * 25 + 3,4 * 10^{-6} = 6,57 * 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Оптимальная скорость потока рассчитывается по формуле:

$$v = 4 * \frac{Q}{\pi * D_H^2} = 4 * \frac{467,36}{3,14 * 63,5 * 63,5} * 10^6 = \frac{147650,333}{24 * 60 * 60} = 1,709 \text{ м/с. (3.19)}$$

Рассчитаем число Рейнольдса по формуле:

$$Re = \frac{v * D_H}{\nu_{25}} = \frac{1,709 * 63,5 * 10^{-3}}{6,57 * 10^{-6}} = 420376. (3.20)$$

Также необходимо учесть еще один показатель: $e = \frac{\Delta}{d_3}$, где

e – относительная шероховатость стеклопластиковой трубы;

$\Delta=0,0053$ мм – абсолютная шероховатость стеклопластиковой трубы;

$d_3=D_H=63,5$ мм – эквивалентный диаметр стеклопластиковой трубы.

$$\text{Отсюда, } e = \frac{0,0053}{63,5} = 0,0000839.$$

Так как $10/e < Re < 560/e$, то коэффициент трения можно найти по формуле:

$$\lambda = 0,11 * \left(e + \left(\frac{68}{Re} \right) \right)^{0,25} = 0,11 * \left(0,0000839 + \frac{68}{420376} \right)^{0,25} = 0,0107.$$

Теперь можно смело рассчитывать падение избыточного давления в стеклопластиковой трубе:

$$\Delta p = \frac{\lambda * L * \rho}{D_H * 2 * v^2} = \frac{0,0107 * 1194,09 * 293,3}{63,5 * 10^{-3} * 2 * 1,709 * 1,709} = 101028 \text{ Па} \approx 10^5 \text{ Па} = 0,1 \text{ МПа. (3.21)}$$

Следовательно, получим значения начального избыточного давления в стеклопластиковой трубе:

$$p_H = \Delta p + p_K = 0,1 + 0,86 = 0,96 \text{ МПа.}$$

Результаты гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода, выполненного из стеклопластиковых труб представлены в таблице 3.3. Графики падения давления и скорости жидкости по длине трубопровода изображены на рисунках 3.2, 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты гидравлического расчета стеклопластикового трубопровода

Таблица 3.3

Участок	Тип	Темпе- ратура	Давле- ние	Массо- вый расход	Расход газа	Расход жидкос- ти	Падение давлени я

		°C	МПа (изб.)	кг/ч	м³/сут	м³/сут	МПа (изб.)
к.27	начало	25	0,96	5714,94	331,31	136,0	0,1
т.вр.к.27	конец	22,97	0,86	5714,94	331,31	136,0	

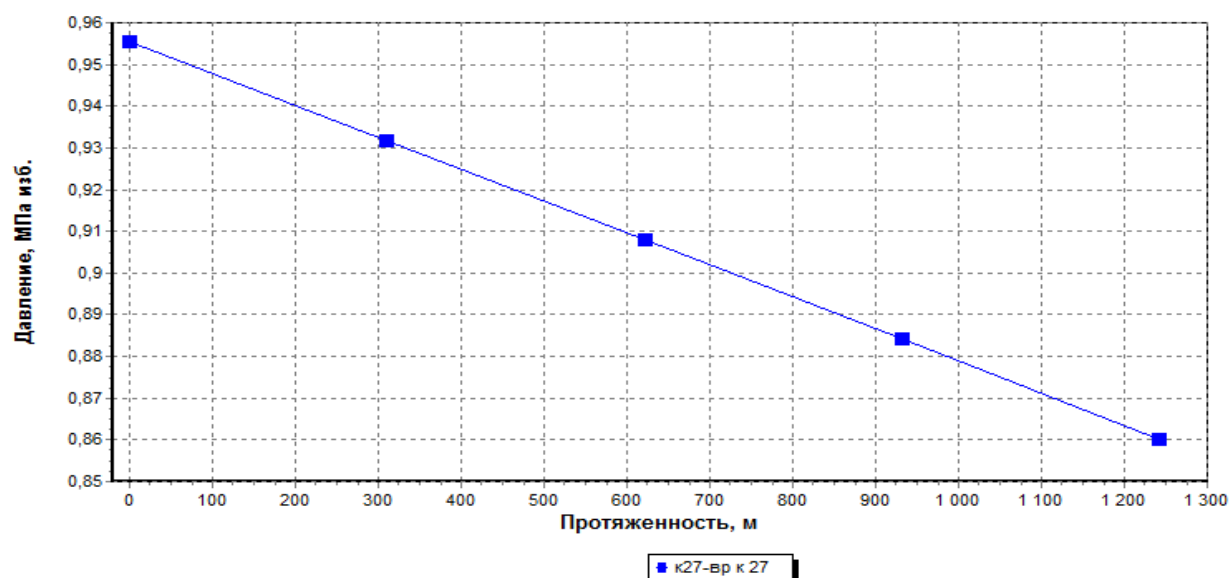


Рисунок 3.2 – Падение давления по длине стеклопластикового трубопровода диаметром 63,5х2,5 мм

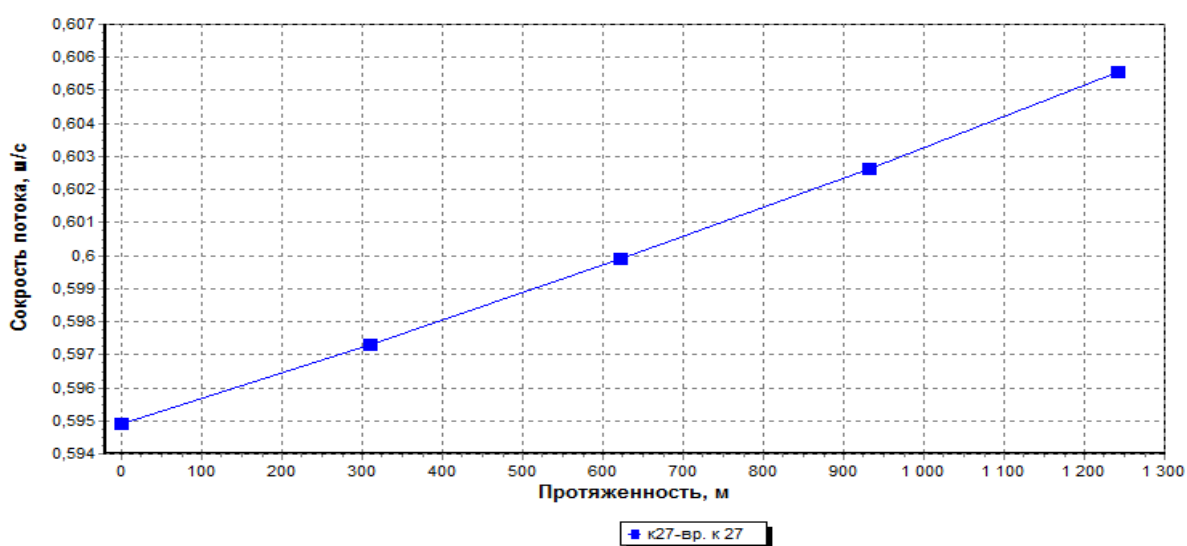


Рисунок 3.3 – Скорость жидкости по длине стеклопластикового трубопровода диаметром 63,5х2,5 мм

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

В соответствии с проведенным гидравлическим расчетом получены следующие показатели:

- скорость жидкости по длине стеклопластикового нефтегазосборного трубопровода «к.27 - т.вр.к.27» составит не более 0,6 м/с;
- расчётное значение проходного* давления в начале участка стеклопластикового нефтегазосборного трубопровода «к.27 - т.вр.к.27» составит 0,96 МПа (изб.);
- потери напора (давления) на трение и местное сопротивление по длине стеклопластикового нефтегазосборного трубопровода «к.27 - т.вр.к.27» составит 0,1 МПа, что не более 10,42 % от начального давления.

Подтверждена возможность применения трубы диаметром 63х2,5 мм.

Под проходным* давлением понимается избыточное давление в определенной точке системы транспорта продукции, соответствующее заданному режиму движения этой продукции. Проходные давления определяются гидравлическим расчетом.

3.1.2 Гидравлический расчет стального трубопровода

Для сравнения гидравлических характеристик работы промыслового трубопровода выполним гидравлический расчет для нефтегазосборного трубопровода «к.27-т.вр.к.27» из стальных труб диаметром 76х6,0 мм.

Гидравлический расчет выполнен с целью определения диаметра участка нефтегазосборного трубопровода и его рабочих параметров.

Физико-химические свойства транспортируемой среды и технологические параметры работы нефтегазосборного трубопровода, принятые в расчетных моделях, представлены в таблице 4.1 – Исходные данные для гидравлического расчета и п.4 данного раздела.

Шероховатость внутренней поверхности трубопровода, выполненного из стальных труб, принята – 0,2 мм (для новых труб), 0,5 мм (для труб после 1 года эксплуатации).

					Глава 3.Исследование гидравлических характеристик	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Характеристики нефтегазосборного трубопровода представлена в таблице 3.4, расчетная схема на рисунке 3.4.

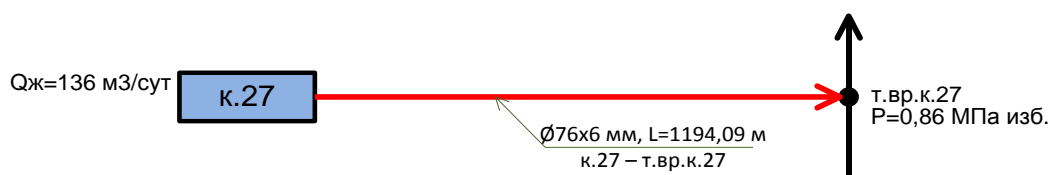


Рисунок 3.4 - Расчетная схема нефтегазосборного трубопровода «к.27 - т.вр.к.27»

Таблица 3.4 – Характеристики нефтегазосборного трубопровода

Участок	Протяженность, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм
к.27 - т.вр.к.27	1194,09	76	6

Начнем с вычисления конечной температуры.

Прежде чем рассчитать конечную температуру, вычислим число Шухова по следующей формуле: $Шу = \frac{k_{пр} * \pi * D_H * L}{\Sigma G * c_p}$, где (3.22)

$k_{пр} = 2,0 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$ – коэффициент теплопередачи;

$D_H = 76 \text{ мм}$ – диаметр трубы,

$L = 1194,09 \text{ м}$ – длина трубы.

$$\text{Итак: } Шу = \frac{k_{пр} * \pi * D_H * L}{\Sigma G * c_p} = \frac{2 * 3,14 * 76 * 10^{-3} * 1194,09}{5711,62 * 3686,15} * 3600 = 0,0974.$$

Теперь рассчитаем конечную температуру по следующей формуле:

$$T_K = T_{окр.ср.} + (T_H - T_{окр.ср.}) * e^{-Шу}, \text{ где} \quad (3.23)$$

$T_{окр.ср.} = -1^\circ\text{C}$ – температура окружающего грунта;

$T_H = 25^\circ\text{C}$ – начальная температура нефти. Итак:

$$T_K = -1 + (25 + 1) * e^{-0,0974} = 22,58^\circ\text{C} \text{ – конечная температура.}$$

Осталось найти лишь значения падения давления Δp в стальных трубах.

Оно рассчитывается по формуле: $\Delta p = \frac{\lambda * L * \rho}{D_H * 2 * v^2}$, где

λ - коэффициент трения;

ρ – плотность перекачиваемой среды, кг/м^3 ;

v – скорость потока, м/с.

Оптимальная скорость потока рассчитывается по формуле:

$$v = 4 * \frac{Q}{\pi * D_H^2} = 4 * \frac{467,36}{3,14 * 76 * 76} * 10^6 = \frac{25768,83}{24 * 60 * 60} = 0,298 \text{ м/с.} \quad (3.24)$$

Рассчитаем число Рейнольдса по формуле:

$$Re = \frac{v * D_H}{\nu_{25}} = \frac{0,298 * 76 * 10^{-3}}{6,57 * 10^{-6}} = 3447. \quad (3.25)$$

Также необходимо учесть еще один показатель: $e = \frac{\Delta}{d_3}$ как для новых стальных, так и старых стальных труб, где

e – относительная шероховатость стальной трубы;

$\Delta_1 = 0,2$ мм – абсолютная шероховатость стальной трубы;

$\Delta_2 = 0,5$ мм – абсолютная шероховатость стальной трубы;

$d_3 = D_H = 76$ мм – эквивалентный диаметр стальной трубы.

Отсюда, $e_1 = \frac{0,2}{76} = 0,0026$ – для новой стальной трубы, $e_2 = \frac{0,5}{76} = 0,0066$ – для старой стальной трубы.

В первом случае $2320 < Re < 10/e_1$, отсюда коэффициент трения новой стальной трубы равен:

$$\lambda_1 = 0,316 / (Re)^{0,25} = 0,316 / (3447)^{0,25} = 0,0412. \quad (3.26)$$

Во втором случае $10/e_2 < Re < 560/e_2$, отсюда коэффициент трения старой стальной трубы равен:

$$\lambda_2 = 0,11 * \left(e_2 + \left(\frac{68}{Re} \right) \right)^{0,25} = 0,11 * \left(0,0066 + \frac{68}{3447} \right)^{0,25} = 0,0443. \quad (3.27)$$

Теперь можно смело рассчитывать падение избыточного давления в новой и старой стальных трубах:

$$\Delta p_1 = \frac{\lambda_1 * L * \rho}{D_H * 2 * v^2} \quad (3.28)$$

$$\Delta p_1 = \frac{\lambda_1 * L * \rho}{D_H * 2 * v^2} = \frac{0,0412 * 1194,09 * 293,3}{76 * 10^{-3} * 2 * 0,298^2} = 123145 \text{ Па} \approx 1,2 * 10^5 \text{ Па} = 0,12 \text{ МПа};$$

$$\Delta p_2 = \frac{\lambda_2 * L * \rho}{D_H * 2 * v^2} = \frac{0,0443 * 1194,09 * 293,3}{76 * 10^{-3} * 2 * 0,298^2} = 152689 \text{ Па} \approx 1,5 * 10^5 \text{ Па} = 0,15 \text{ МПа}.$$

Следовательно, получим значения начального избыточного давления в новой и старой стальной трубе:

$$p_{н1} = \Delta p_1 + p_{к1} = 0,12 + 0,86 = 0,98 \text{ МПа};$$

					Глава 3. Исследование гидравлических характеристик	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

$$p_{H2} = \Delta p_2 + p_{K2} = 0,15 + 0,86 = 1,01 \text{ МПа};$$

Результаты гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода, выполненного из стальных труб представлены в таблицах 3.5 и 3.6. Графики падения давления и скорости жидкости по длине трубопровода изображены на рисунках 3.5 – 3.8.

Таблица 3.5 – Результаты гидравлического расчета стального трубопровода (шероховатость труб – 0,2 мм).

Результаты гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода, выполненного из стальных труб представлены в таблицах 3.5 и 3.6. Графики падения давления и скорости жидкости по длине трубопровода изображены на рисунках 3.5 – 3.8.

Таблица 3.5 – Результаты гидравлического расчета стального трубопровода (шероховатость труб – 0,2 мм).

Участок	Тип	Температура	Давление	Массовый расход	Расход жидкости	Расход газа	Падение давления
		°С	МПа изб	кг/ч	м³/сут	м³/сут	МПа изб
к.27 – т.вр.к.27	начало	25	0,98	5714,94	136	331,31	0,12
	конец	22,76	0,86	5714,94	136	331,31	

Таблица 3.6 – Результаты гидравлического расчета стального трубопровода (шероховатость труб – 0,5 мм).

Участок	Тип	Температура	Давление	Массовый расход	Расход жидкости	Расход газа	Падение давления
		°С	МПа изб	кг/ч	м³/сут	м³/сут	МПа изб
к.27 – т.вр.к.27	начало	25	1,01	5714,94	136	331,31	0,15
	конец	22,76	0,86	5714,94	136	331,31	

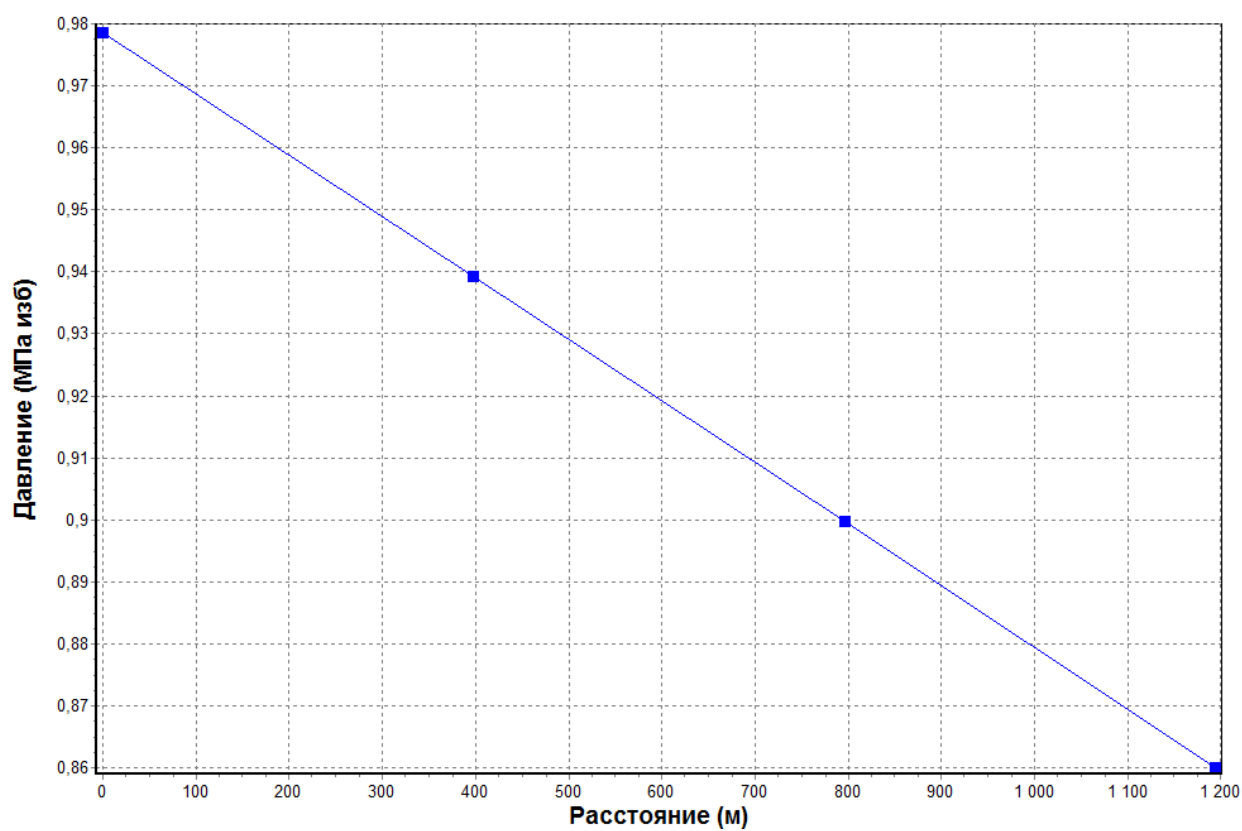


Рисунок 3.5 - Падение давления по длине стального трубопровода диаметром 76х6 мм, (шероховатость труб – 0,2 мм).

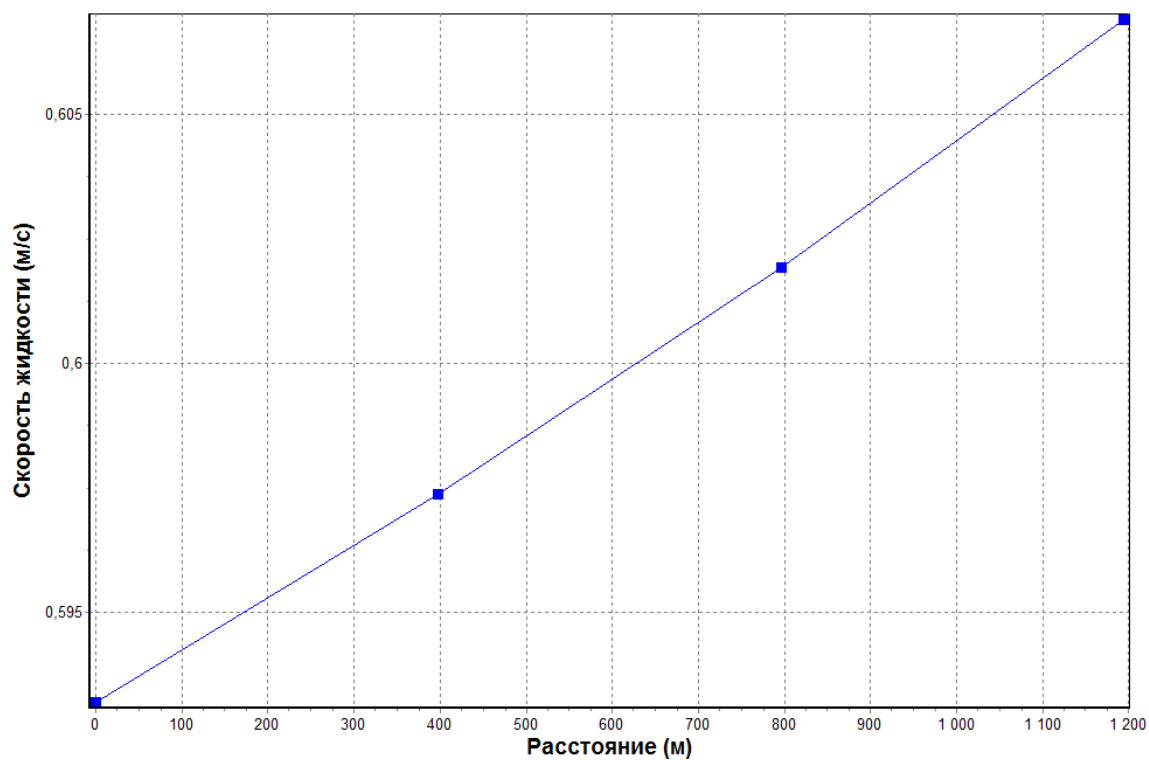


Рисунок 3.6 - Скорость жидкости по длине стального трубопровода диаметром 76х6 мм, (шероховатость труб – 0,2 мм).

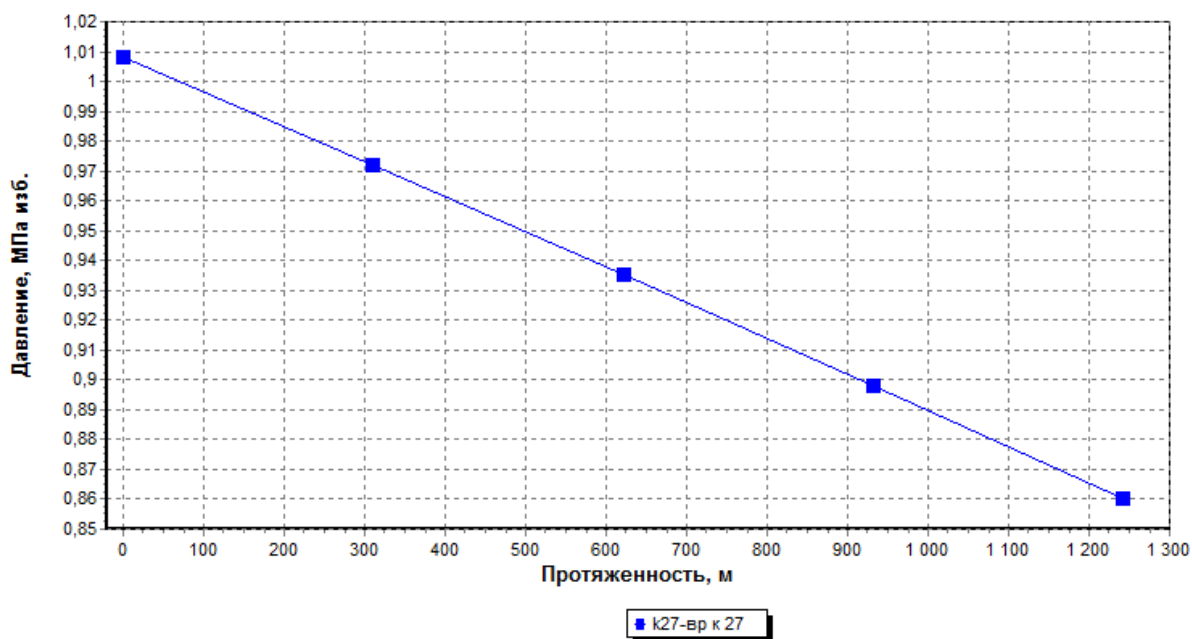


Рисунок 3.7 - Падение давления по длине стального трубопровода диаметром 76х6 мм, (шероховатость труб – 0,5 мм).

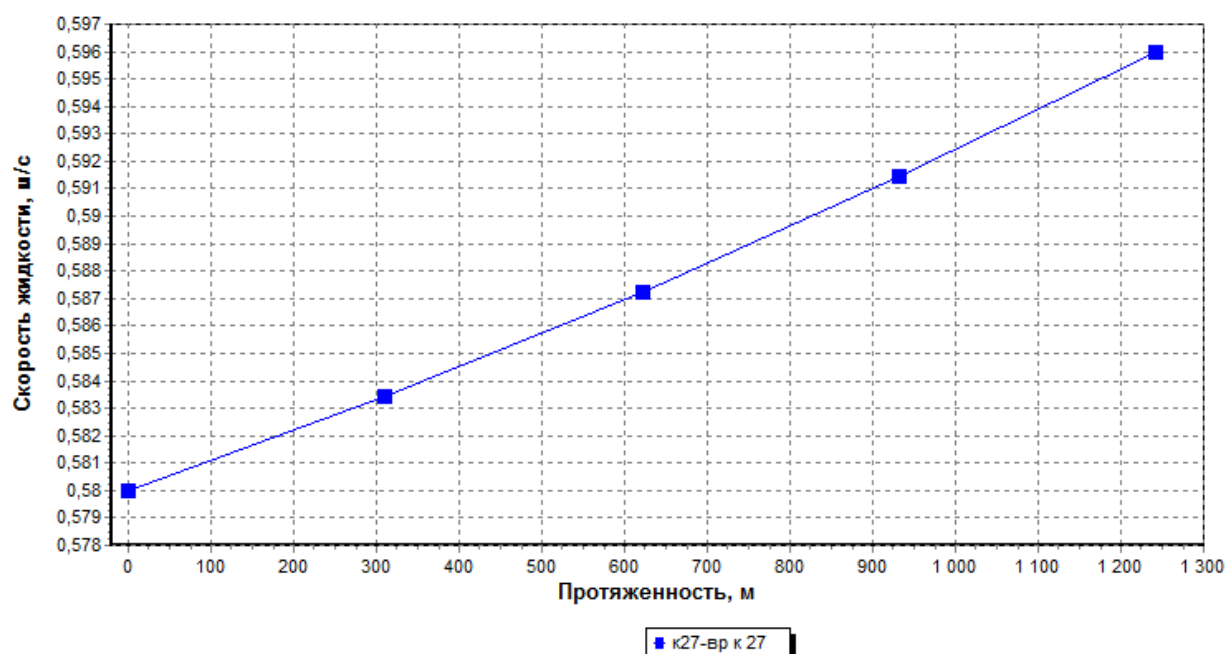


Рисунок 3.8 - Скорость жидкости по длине стального трубопровода диаметром 76х6 мм, (шероховатость труб – 0,5 мм).

В соответствии с проведенным гидравлическим расчетом получены следующие показатели:

- скорость жидкости по длине стального нефтегазосборного трубопровода «к.27 - т.вр.к.27» составит не более 0,6 м/с;
- расчётное значение проходного* давления в начале участка стального нефтегазосборного трубопровода «к.27 - т.вр.к.27»: при значении шероховатости 0,2 мм (новые трубы) – 0,98 МПа, при значении шероховатости 0,5 мм (трубы после 1 года эксплуатации) – 1,01 МПа;
- потери напора (давления) на трение и местное сопротивление по длине стального нефтегазосборного трубопровода «к.27 - т.вр.к.27» составит: при значении шероховатости 0,2 мм (новые трубы) – 0,12 МПа, что не более 12,24 % от начального давления, при значении шероховатости 0,5 мм (трубы после 1 года эксплуатации) – 0,15 МПа, что не более 14,85 % от начального давления.

Подтверждена возможность применения трубы диаметром 76х6 мм.

Заключение по шероховатости:

В соответствии с проведенными табличными и графическими материалами результатов расчета можно сделать следующие выводы: в процессе эксплуатации стального трубопровода в результате коррозии на стенках трубы происходит накопление отложений парафинов, механических примесей, что вызывает увеличение шероховатости внутренней поверхности трубопровода. Рост шероховатости увеличивает потери напора на трение и местное сопротивление, что требует увеличения давления в начале участка трубопровода, для поддержания требуемого значения давления в конце участка.

В процессе эксплуатации стеклопластикового трубопровода увеличение шероховатости внутренней поверхности трубопровода не происходит, так как стеклопластик имеет высокую стойкость к воздействию воды, водяных растворов и сырой нефти, что обеспечивает надежную и долговечную эксплуатацию в высоко агрессивных средах. Очистка полости трубопровода, при необходимости, осуществляют пропуском подогретой транспортируемой жидкости (нефти, воды).

Таким образом низкая шероховатость стеклопластиковых труб (0,00533 мм) улучшает эксплуатационные характеристики промыслового нефтегазосборного трубопровода, а именно:

– для перекачки одинакового объема жидкости, диаметр стеклопластиковых труб может быть выбран меньший (63,5 мм), чем диаметр стальных труб (76х6,0 мм), однако технологические параметры работы стеклопластикового трубопровода будут лучше, чем у стального, что показал гидравлически расчет;

– у стеклопластикового трубопровода потери напора на трение и местное сопротивление меньше, чем у стального трубопровода, соответственно потребление насосным оборудованием электроэнергии на перекачку одинакового объема жидкости будут значительно меньше, и в процессе эксплуатации не будут увеличиваться, в отличие от стальной трубы.

3.2 Гидравлический удар в трубопроводах

В течение всего срока эксплуатации промышленные трубопроводы испытывают динамические нагрузки (пульсации давления и связанные с ними вибрации, гидроудары и т.д.). Они возникают при работе насосного оборудования, срабатывании запорной трубопроводной арматуры, случайно возникают при ошибочных действиях обслуживающего персонала, аварийных отключениях электропитания, ложных срабатываниях технологических защит и т.п.

При общей динамике аварийности, по оценкам экспертов, причинами разрушения трубопроводов являются:

- 60% случаев – гидроудары, перепады давления и вибрации;
- 25% – коррозионные процессы;
- 15% – природные явления и форс-мажорные обстоятельства.

Гидравлическим ударом называют резкое изменение давления в напорном трубопроводе при внезапном изменении скорости движения жидкости. Последнее может быть вызвано быстрым закрытием или открытием задвижки, краны, клапаны, быстрой остановкой или пуском гидродвигателя или насоса.

Во всех этих случаях при уменьшении или увеличении скорости движения жидкости давление перед запорным устройством соответственно резко возрастает (положительный гидравлический удар) или падает (отрицательный гидравлический удар).

Причем повышение давления может быть настолько большим, что способно привести к разрыву трубопровода.

Гидравлический удар особенно проявляется в жёстких трубопроводах

при большой скорости потока. Он происходит тогда, когда движущаяся с некоторой скоростью жидкость вдруг встречает на своём пути жёсткое препятствие, которым, как правило, бывает заслонка или другая запорная арматуры. В результате жидкость останавливается, а её кинетическая энергия превращаются в потенциальную — потенциальную энергию упругого сжатия жидкости, а также потенциальную энергию упругого (а если не повезёт — то и пластического, то есть необратимого) растяжения стенок трубы. Всё это приводит к тому, что давление в месте остановки стремительно возрастает, тем больше, чем выше была скорость жидкости и чем меньше её сжимаемость, а также чем выше жёсткость трубы. Это повышение давления и является гидравлическим ударом внезапно остановленной жидкости.

Эластичные стенки трубопровода (стеклопластикового) значительно снижают силу гидроудара, достаточно легко увеличивая объём трубы в месте остановки жидкости.

Явление гидравлического удара открыл в 1897—1899 г. [Н. Е. Жуковский](#). Он доказал, что скорость распространения ударной волны (c) находится в прямо пропорциональной зависимости от [сжимаемости](#) жидкости (k), величины [деформации](#) стенок трубопровода, определяемой [модулем упругости](#) материала (E), из которого он выполнен, а также от [диаметра](#) трубопровода (DN).

Скачок давления при гидравлическом ударе вследствие мгновенного полного прекращения движения жидкости (закрытие арматуры) рассчитывается по формуле (Жуковского Н.Е.)

$$\Delta P_{y\partial} = \rho c \Delta v, \quad (3.29)$$

где Δv — изменение скорости при перекрытии потока, при полной остановке потока принимаем значение скорости перед остановкой, м/с;

c — скорость распространения волны давления в трубопроводе, м/с;

ρ — плотность жидкости, кг/м³.

Выполним расчёт параметров гидравлического удара для рассматриваемого промышленного нефтегазосборного трубопровода «к.27-т.вр.к.27» в случае его

исполнения из стальных и стеклопластиковых труб.

3.2.1 Расчет гидравлического удара для стеклопластикового трубопровода

Исходные данные, принятые в расчет представлены в таблице 3.7.

Расчет гидравлического удара для стеклопластикового трубопровода выполнен в английской системе мер, результаты расчета переведены в систему СИ.

В основе расчета гидравлического удара для стеклопластикового трубопровода лежит формула Жуковского Н.Е., изложенная в методике производителя труб в английской системе мер (Файбергласс СТАР) «Методика монтажа трубопроводов с резьбовым соединением».

Таблица 3.7 – Исходные данные для расчета стеклопластикового трубопровода

Наименование	Показатель (СИ)	Показатель (англ. система мер)
Объемная упругость жидкости, нефть, k	784 МПа	113709,6 psi
Плотность жидкости, нефть, ρ	846 кг/м ³	52,81421 фунт-сила/фут ³
Модуль упругости материала трубопровода, стеклопластик, E_h	20684,28 МПа	3000000 psi
Внешний диаметр трубопровода, OD	63,5 мм	2,5 дюйма
Внутренний диаметр трубопровода, ID	58,5 мм	2,30315 дюйма
Скорость жидкости, w	0,6 м/с	1,968504 фут/сек
Ускорение свободного падения, g	9,80665 м/с ²	32,17 фут/сек ²

Максимальное давление гидравлического удара в стеклопластиковом трубопроводе находится по формуле

$$P_s = \frac{a}{g} \frac{V}{2,31}, \quad (3.30)$$

где V - средняя скорость жидкости;

a – скорость распространения волн давления в стеклопластиковом трубопроводе, определяется по формуле

$$a = \frac{12 \sqrt{\frac{k}{\rho}}}{\sqrt{1 + \frac{k}{E_h} \left(\frac{OD + ID}{OD - ID} \right)}}. \quad (3.31)$$

Где внутренний диаметр трубопровода (ID) определяется как

$$ID = OD - 2\delta = 63,5 - 2 \times 2,5 = 58,5 \text{ мм}, \quad (3.32)$$

где δ – толщина стенки стеклопластикового трубопровода, мм.

Скорость распространения волн давления в стеклопластиковом трубопроводе составит

$$a = \frac{12 \sqrt{\frac{k}{\rho}}}{\sqrt{1 + \frac{k}{E_h} \left(\frac{OD + ID}{OD - ID} \right)}} = \frac{12 \sqrt{\frac{113709,6}{52,814}}}{\sqrt{1 + \frac{113709,6}{3000000} \left(\frac{2,5 + 2,30315}{2,5 - 2,30315} \right)}} = 401,34 \text{ фут / сек} = 122,33 \text{ м / с}$$

Тогда повышение давления при гидравлическом ударе в стеклопластиковом трубопроводе вследствие мгновенного полного прекращения движения жидкости (закрытие арматуры) будет равно

$$P_s = \frac{401,34}{32,17} \frac{1,9685}{2,31} = 56,73 \text{ psi} = 0,391 \text{ МПа}$$

3.2.2 Расчет гидравлического удара для стального трубопровода

Исходные данные, принятые в расчет представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Исходные данные для расчета стального трубопровода

Наименование	Показатель
Плотность жидкости, нефть ρ , кг/м ³	846
Модуль сжимаемости жидкости K , МПа	$2 \cdot 10^3$
Скорость жидкости в трубопроводе v , м/с	0,6
Наружный диаметр трубы D , мм	76
Толщина стенки трубы δ , мм	6
Модуль упругости материала трубопровода (Модуль Юнга), сталь E , МПа	$2,05 \cdot 10^5$

Скачок давления при гидравлическом ударе вследствие мгновенного полного прекращения движения жидкости (закрытие арматуры) рассчитывается по формуле 5.2.1 (Жуковского Н.Е.)

Скорость распространения волн давления в стальном трубопроводе, определяется по формуле

$$c = [\rho / K + \rho D / (E \delta)]^{-0.5} \quad (3.33)$$

Где внутренний диаметр трубопровода определяется как

$$d_{\text{вн}} = D_{\text{внеш}} - 2\delta = 76 - 2 \cdot 6 = 64 \text{ мм},$$

Скорость распространения волн давления в стальном трубопроводе составит

$$c = [\rho / K + \rho d / (E \delta)]^{-0.5} = \left[\frac{846}{2 \cdot 10^3} + \frac{846 \cdot 64}{(2,05 \cdot 10^5 \cdot 6)} \right]^{-0.5} = 1463 \text{ м/с},$$

Тогда повышение давления при гидравлическом ударе в стальном трубопроводе вследствие мгновенного полного прекращения движения

жидкости (закрытие арматуры), рассчитанное по формуле 3.31 будет равно

$$\Delta P_{y\partial} = \rho c \Delta v = 846 \times 1463 \times 0,6 = 742618 \text{ Па} = 0,74 \text{ МПа},$$

Заключение по гидравлическому удару:

Как видно из расчета, скорость распространения волн давления в стеклопластиковом трубопроводе составляет 122 м/с, что на порядок меньше, чем в стальном трубопроводе – 1463 м/с, при одинаковых технологических параметрах работы нефтегазосборного трубопровода. В результате, повышение давления при гидравлическом ударе вследствие мгновенного полного прекращения движения жидкости (закрытие арматуры), в стеклопластиковом трубопроводе в два раза меньше – 0,391 МПа, чем в стальном – 0,74 МПа.

Таким образом, как видно из результатов расчета, стеклопластиковый трубопровод имеет большую устойчивость к динамическим нагрузкам (чем и является гидроудар), по сравнению со стальным трубопроводом, за счет эластичности стенок стеклопластикового трубопровода.

3.3.1 Температурное поле прогрева грунта вокруг трубопровода

При подземной прокладке инженерных коммуникаций в мерзлых грунтах устойчивость сооружения (его осадки и просадки) тесно связана с характером температурного поля вокруг трубы или канала. Температурным полем, как известно, называется совокупность значений температуры во всех точках изучаемого пространства или плоскости. Температура является величиной скалярной, так как характеризуется одним числом (положительным или отрицательным), поэтому и температурное поле тоже скалярное.

Для трубы, уложенной в грунт, можно принимать, что температура по линиям, параллельным оси трубы, остается стабильной, то есть не изменяется вдоль одной из координат поля. Поэтому температурное поле вокруг трубы можно рассматривать как плоское (двухмерная задача).

Если температура будет меняться со временем, то мы имеем дело с нестационарным температурным полем. При установившемся режиме, когда температура в любой точке поля не зависит от времени, температурное поле рассматривается как стационарное.

3.3.2 Явление морозного пучения грунтов

Пучение грунтов — представляет из себя физический сложный процесс и иногда приводит к непредвиденным результатам в строительстве.

В процессе промерзания грунта происходит его увеличение в объеме, вызывая тем самым подъем земной поверхности с дальнейшей просадкой при оттаивании грунта.

Происходящие при криогенном пучении процессы, активизируют опасные события для трубопровода из своего неравномерного характера проявления по трассе, изменчивостью, сопряженной с закономерностью

климата, почвенно-растительным покровом, ландшафтными спецификами, генезисом, минералогическим составом и строением промерзающих пород.

Абсолютная величина деформации поверхности неравномерная и может меняться в широком диапазоне в зависимости от влажности грунтов, силы промерзания грунтов и может достигать от 40 до 50 см, что создает большие дополнительные нагрузки на трубопровод.

Из курса элементарной физики нам известно, что при замерзании вода имеет свойства значительно расширяться в объеме, вызывая тем самым разрывы сосуды и трубопроводы. Данное физическое явление происходит и с грунтом. Влага которая присутствует в грунте увеличивается в объеме, в следствие чего происходит поднятие грунта. И чем больше грунт влагонапитан, тем больше увеличивается его объем в процессе замерзания. Для пористых грунтов данное явление не так сильно выражается, так как при замерзании грунт стремится расширяться в сторону пор, тем самым заполняя пустоты. И чем более пористый грунт, тем меньше вероятность его пучения.

Кроме того, промерзание пористого грунта протекает последовательно и начинается этот процесс сверху, проникая все глубже и глубже. Замерзший грунт начинает вытеснять присутствующую в нем влагу, которая через поры углубляется в нижние слои грунта. В пористых грунтах влага не находит сопротивление и проходит сквозь поры и пучение грунта не происходит. Глина как материал менее водопоглощающий, плохо пропускает влагу, которая не может уходит вниз, в следствие чего происходит подъем замерзшего грунта.

В результате совокупного действия природных геологических и инженерно -геологических процессов трубопровод деформируется вместе с грунтом.

3.3.3 Определение зоны оттаивания грунта трубопровода

Согласно требованиям СП 34-116-97, глубина заложения рассматриваемого нефтегазосборного трубопровода «к.27-т.вр.к.27» не менее 0,8 м от поверхности земли до верхней образующей трубы. При такой глубине

					Глава 3.Исследование гидравлических характеристик	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

заложения, в особенности в Западной Сибири, трубопроводы попадают в слой сезонного промерзания грунтов.

Сезонное промерзание и оттаивание грунтов, и связанное с ним морозное пучение является неблагоприятным фактором, осложняющим строительство рассматриваемого участка промыслового нефтегазосборного трубопровода «к.27-т.вр.к.27».

Согласно СНиП 22-01-95, по степени опасности морозного пучения территория строительства нефтегазосборного трубопровода «к.27-т.вр.к.27» относится к «весьма опасной». Грунты, залегающие в зоне сезонного промерзания представлены супесями и согласно пособию к СНиП 2.02.01-83, относятся к сильнопучинистым грунтам. Нормативная глубина сезонного промерзания супесей составляет – 2,5 м.

Считается, что при прокладке промыслового трубопровода из стеклопластика в сильнопучинистых грунтах вероятность отказа на этом участке становится очень высокой. Это связывается с тем, что трубопровод подвержен большим дополнительным напряжениям – продольным сопротивлениям на растяжение и сжатие, возникающие в следствие подъема и просадки грунта при морозном пучении.

Выполним расчет определения зоны оттаивания грунта вокруг рассматриваемого нефтегазосборного трубопровода «к.27-т.вр.к.27», выполненного из стеклопластиковых труб. Согласно методике, изложенной в СП СП 25.13330.2012 и подтверждающий, что в околотрубной зоне находится грунт с положительной температурой. В связи с этим явления морозного пучения грунта в зоне прокладки рассматриваемого нефтегазосборного трубопровода «к.27-т.вр.к.27» происходить не будет.

Для решения вопроса устойчивости подземных инженерных коммуникаций необходимо знать, на какую глубину нефтегазосборного трубопровода «к.27-т.вр.к.27» будет оттаивать грунт под сооружением, так как эта величина в основном определяет осадку трубы при эксплуатации.

					Глава 3.Исследование гидравлических характеристик	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ниже приведена формула, по которой проверяется, будет ли сохраняться вокруг нефтегазосборного трубопровода талый грунт («талики») от тепла, выделяемого подземным трубопроводом в зимнее время.

$$\frac{y + \sqrt{h^2 - r^2}}{y - \sqrt{h^2 - r^2}} = \sqrt{\exp\left(-\frac{2 \cdot t_{\Gamma} \cdot \ln \frac{2 \cdot h}{r}}{\frac{\lambda_{\Gamma}}{\lambda_M} \cdot t_{\Gamma} - t_{\Gamma}}\right)}; \quad (3.34)$$

где y – глубина залегания границы талого и мерзлого грунтов, считая от поверхности земли, м;

t_{Γ} – температура грунта на глубине заложения оси трубы в отсутствии трубопровода, принимаем равной минус 8 °С;

t_T – температура на поверхности стеклопластиковой неизолированной трубы, принимаем равной температуре транспортируемой жидкости °С;

h – глубина заложения оси трубы от поверхности земли, м;

λ_T, λ_M – коэффициент теплопроводности грунта соответственно в талом и мерзлом состоянии, ккал/(м·ч·°С), по таблице 4 книги «Инженерные коммуникации на вечномерзлых грунтах» А.Л. Ястребов, 1972 г. принимаем: для супеси текучей по трассе нефтегазосборного трубопровода принято $\lambda_T = 1,8$ ккал/(м·ч·°С), $\lambda_M = 2,1$ ккал/(м·ч·°С).

Тогда толщина талого слоя под трубой и над трубой определяется по формуле

$$\xi_1 = y_1 - h - r; \xi_2 = h - y_2 - r; \quad (3.35)$$

где ξ_1 – величина талого слоя грунта под подземной трубой, м;

ξ_2 – величина талого слоя грунта над подземной трубой, м;

r – наружный радиус трубы, м

Значения y_1 и y_2 находятся из равенства по формуле 3.34.

На рисунке 3.9 представлена схема конструкции подземного стеклопластикового трубопровода без теплоизоляции.

3.3.4 Расчет экономии электроэнергии при использовании стеклопластиковых трубопроводов.

В ходе данного исследования проанализируем затраты электроэнергии, требуемые для перекачки заданного объема нефти по промысловому трубопроводу протяженностью 1194 м, выполненному из:

- стеклопластиковых труб, диаметром 63,5х2,5 мм;
- новых стальных труб, диаметром 76х6,0 мм;
- стальных труб, диаметром 76х6,0 мм, находящихся в эксплуатации

более одного года;

Исходные данные, необходимые для расчета мощности, потребляемой насосным оборудованием, представлены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Исходные данные

	Наименование	Единица измерения	Значение
1	Расход жидкости в нефтегазосборном трубопроводе «к.27-т.вр.к.27»	м ³ /сут	136
2	Плотность нефти	кг/м ³	846
3	Давление в начале участка (стеклопластик)	МПа	0,96
4	Давление в начале участка (новая стальная труба)	МПа	0,98
5	Давление в начале участка (стальная труба, находящаяся в эксплуатации более года)	МПа	1,01

6	КПД насоса	-	0,76
---	------------	---	------

Давления в начале участков трубопроводов, выполненных из стальных и стеклопластиковых материалов, принимается на основании гидравлического расчета, произведенного в Главе 4.

Расчет затрат электроэнергии для стеклопластикового трубопровода

Расчет мощности, потребляемой насосным оборудованием при перекачке известного объема жидкости, определяется по формуле

$$N = \frac{Q * g * \rho * H}{\eta} \quad (3.36)$$

где

N – расчетная мощность, кВт;

Q – Расход жидкости в трубопроводе, $Q=136/86400=0,001575 \text{ м}^3/\text{с}$;

g – ускорение свободного падения;

ρ – плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$;

H – напор, сообщаемый насосом перекачиваемой жидкости, м. ст. ж.;

η – КПД насоса.

Для расчета необходимо перевести значение давления в начале участка трубопровода из МПа в метры столба жидкости.

Получаем 97,9 м. ст. ж.

Тогда получим

$$N = \frac{0,001575 * 9,81 * 846 * 97,9}{0,76} = 1683,79 \text{ Вт} = 1,68 \text{ кВт}$$

3.3.5 Расчет затрат электроэнергии для нового стального трубопровода

Для расчета необходимо перевести значение давления в начале участка трубопровода из МПа в метры столба жидкости.

Получаем 99,93 м. ст. ж.

$$N = \frac{Q * g * \rho * H}{\eta} = \frac{0,001575 * 9,81 * 846 * 99,93}{0,76} = 1718,7 \text{ Вт} = 1,72 \text{ кВт}$$

3.3.6 Расчет затрат электроэнергии для стального трубопровода, находящегося в эксплуатации более года.

Для расчета необходимо перевести значение давления в начале участка трубопровода из МПа в метры столба жидкости.

Получаем 102,99 м. ст. ж.

$$N = \frac{Q * g * \rho * H}{\eta} = \frac{0,001575 * 9,81 * 846 * 102,99}{0,76} = 1771,34 \text{ Вт} = 1,77 \text{ кВт}$$

Выводы по расчетам и о повышении энергетической эффективности, энергосбережения

Для сравнения со стеклопластиковым трубопроводом диаметром 63,5х2,5 мм (внутреннее сечение трубы 58,5 мм) выбран стальной трубопровод диаметром 76х6 мм (внутреннее сечения трубы 64 мм), как наиболее близкий по сортаменту на трубы к размерности стеклопластиковой трубы. Внутреннее сечение стального трубопровода будет больше, чем у стеклопластикового, однако это преимущество не влечет за собой снижения

потерь на трение и местное сопротивление при перекачке жидкости. Это связано с тем, что как уже было сказано ранее, шероховатость стальной трубы выше, чем стеклопластиковой, и она растет при эксплуатации трубопровода.

Расчет, представленный в пп. 8.2.1-8.2.3, показывает часовые затраты электроэнергии насосным оборудованием, при перекачке одинакового объема жидкости по трубопроводу, выполненному из разных материалов (сталь и стеклопластик).

Сравнение затрат электроэнергии при использовании стальных и стеклопластиковых материалов для промышленных трубопроводов при перекачке продукции нефтяных скважин показало, что экономия при эксплуатации составляет:

- для трубопровода из стеклопластика в сравнении с новым стальным – 2 % от суточного потребления электроэнергии насосным оборудованием;
- для трубопровода из стеклопластика в сравнении со стальным, находящимся в эксплуатации более одного года – 5 % от суточного потребления электроэнергии насосным оборудованием.

По данным на 2 квартал 2015 г. стоимость 1 кВт электроэнергии в Ямало-Ненецком автономном округе для промышленных предприятий составляет 2 рубля 16 копеек, с учетом НДС.

Тогда стоимость перекачки одинакового объема жидкости по трубопроводу протяженностью ~ 1194 м в час/в год составит:

- для стеклопластикового трубопровода – 3,62 руб./1321,3 руб.;
- для стального нового трубопровода – 3,71 руб./1354,15 руб.;
- для стального трубопровода, находящимся в эксплуатации более одного года – 3,82 руб./1394,3 руб.

Полученные значения расхода электроэнергии, выраженные в стоимости, конечно же малы, так как в исследовании рассматривался участок

трубопровода, протяженностью всего ~ 1 км Сугмутского месторождения, но наглядны.

Общая протяженность сети нефтесборных трубопроводов Сугмутского месторождения составляет порядка 300 км. Схема сети для наглядности представлена в приложении Б. В случае применения в масштабах всего Сугмутского месторождения в качестве материала для нефтесборных трубопроводов стеклопластиковых труб, экономия только на затратах на электроэнергию при перекачке продукции нефтяных скважин будет существенной. На основании вышеизложенного, можно сделать вывод, что энергетическая эффективность будет выше при применении новых (стеклопластик) материалов, а не традиционных (сталь) для строительства промысловых трубопроводов. Это является мероприятием по энергосбережению при эксплуатации нефтесборных трубопроводов Сугмутского месторождения.

					Глава 3. Исследование гидравлических характеристик	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5А	Маркаускасу Фёдор Юозовичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и	Оценка стоимости материально-технических и человеческих ресурсов строительства стеклопластикового трубопровода ОАО «Газпромнефть-Муравленко» протяженностью 1194 м.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД-23.040.00-КТН-254-10
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и	Налоговый кодекс РФ. ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 19.04.2017 № 444-ФЗ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности строительства стеклопластикового трубопровода взамен стального трубопровода с целью повышения надежности транспорта нефти
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Планирование видов работ, формирование кадрового состава и расчет основных статей расходов на строительство стеклопластикового трубопровода ОАО «Газпромнефть-Муравленко»
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Обоснование экономической эффективности строительства стеклопластикового трубопровода с целью повышения надежности транспорта нефти
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
<p>Таблицы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Время проведения работ для стеклопластикового и стального трубопровода – Необходимая специальная техника и оборудование для стеклопластикового и стального трубопровода – Расчет амортизационных отчислений – Стоимость материалов – Расчет Фонда оплаты труда и страховых взносов 	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	7.04.2017
--	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры ЭПР	Шарф И.В.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Маркаускас Фёдор Юозович		

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данной выпускной квалификационной работе проводится исследование применения стеклопластиковых труб на промышленных трубопроводах при строительстве современных нефтепроводных систем». Один из методов — это строительство стеклопластикового трубопровода взамен стального.

Целью экономического анализа является сравнение стоимости строительства стеклопластикового и стального трубопровода для ОАО «Газпромнефть-Муравленко» с целью определения срока окупаемости и целесообразности осуществления данных работ.

4.1. Расчет времени на проведение мероприятия по строительству стеклопластикового трубопровода

Определим нормы времени для выполнения строительства стеклопластикового трубопровода. Время на проведение мероприятия включает в себя основное время строительства стеклопластикового трубопровода, а также вспомогательное время, необходимое для подготовки и наладки. Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е11» время на выполнение мероприятия представлено в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Время проведения работ

Наименование работ	Время, ч.
Очистка снега	20
Рыхление	35
Снятие плодородного слоя	90
Вскрышные работы	80
Строительно – монтажные работы	1800
Засыпка плодородного слоя и рекультивация	150
Итого	2175

					Изучение применения стеклопластиковых труб на промысловых трубопроводах при создании современных нефтепроводных систем				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Маркаускас Ф.Ю.			Глава 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.		Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.						92	131
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ5А			
Зав. Каф.		Бурков П.В.							

Следовательно, общее время на выполнение мероприятия по строительству стеклопластикового трубопровода будет равно:

$$T = 2175 \text{ (ч)}.$$

4.2 Расчет стоимости строительства стеклопластикового трубопровода.

4.3 Расчет количества необходимой специальной техники и оборудования

В процессе проведения работ по строительству стеклопластикового трубопровода ОАО «Газпромнефть – Муравленко» потребуется специальная техника и оборудование, представленные в таблице 4.2

Таблица 4.2 – Необходимая специальная техника и оборудование

Наименование специальной техники и оборудования	Вид работ	Количество единиц
Трубоукладчик ЧЕТРА ТГ503	Подъем и спускание трубопровода в траншею	1
Одноковшовый экскаватор ЭО-2621	Проведение вскрышных и засыпных работ	2
Бульдозер ДЗ-42	Очистка от снега, засыпка и планировка грунта	1
Бурильно-крановая машина БМ-205	Бурение скважин в грунтах	1
Кран автомобильный КС-6471	Подъем и перемещение различных грузов	3
Автосамосвал Камаз-5511	Перевозка навалочных и сыпучих грузов	2
Трубовоз и тягач Краз-2556+ПВ-204	Транспортировка труб к месту производства работ	1
Полуприцеп и тягач Камаз-5410+ОААЗ-9370	Транспортировка различных грузов к месту производства работ	1
Газоанализатор Drager X-am 5000	Контроль уровня предельно-допустимой концентрации газа в месте производства работ	1
Трассоискатель Сталкер 15-02М	Отбивка положения трубопровода	1
Итого		14

Из таблицы следует, что для проведения строительства стеклопластикового трубопровода необходимо 14 единиц специальной техники и оборудования.

4.4 Затраты на амортизационные отчисления

Так как данная техника уже есть в наличии у предприятия, то необходимо рассчитать амортизационные отчисления при строительстве стеклопластикового ОАО «Газпромнефть-Муравленко».

Затраты на амортизационные отчисления определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для техники и оборудования, представленных в таблице 4.2 выбираем согласно единым нормам амортизационных отчислений на полное восстановление основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 N1 (ред. от 07.07.2016)).

Расчет амортизационных отчислений при проведении строительстве стеклопластикового трубопровода представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет амортизационных отчислений при строительстве стеклопластикового трубопровода

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Трубоукладчик ЧЕТРА ТГ503	9300000	10	930000	106,16	1	2175	230898
Одноковшовый экскаватор ЭО-2621	10060000	11,1	1116660	127,47	2	2175	554506
Бульдозер ДЗ-42	9980000	16,7	1666660	190,25	1	2175	413811
Бурильно-крановая машина БМ-205	2730000	14,3	390390	44,56	1	2175	96929
Кран автомобильный КС-6471	3800000	10	380000	43,37	1	2175	94329

Автосамосвал Камаз-5511	3500000	12,5	437500	49,94	2	2175	217251
Трубовоз и тягач Краз- 2556+ПВ-204	950000	12,5	118750	13,55	1	2175	29484
Полуприцеп и тягач Камаз- 5410+ОААЗ- 9370	1100000	12,5	137500	15,7	1	2175	34140
Газоанализато р Drager X-am 5000	50544	14,3	7227,79	0,83	1	2175	342
Трассоискател ь Сталкер 15- 02М	63700	14,3	9109,10	1,04	1	2175	429
Итого, руб.	1672189						

Из таблицы следует, что общая сумма амортизационных отчислений составляет 1672189 руб.

4.5 Затраты на материалы и оборудование

Стоимость материалов на проведение мероприятия по строительству стеклопластикового трубопровода ОАО «Газпромнефть-Муравленко» приведена в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Стоимость материалов на проведение мероприятия

Наименование материалов		Ед. измерения	Количество	Цена за единицу, руб	Сумма, руб.
1	Труба новая	м	1194	645	706000
2	Фланцевое соединение Rekka 80	шт	92	983	90440
Итого, руб.		796440			

Из таблицы следует, что затраты на материалы будут составлять для стеклопластиковой трубы 796440 руб.

4.6 Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

– суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда приведены в таблице 4.5.

– надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и других приведены в таблице 4.5.

Таблица 2.5 – Расчет заработной платы для стеклопластиковой трубы

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 30%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Начальник участка-прораб	6	1	280	2175	609000	182700	791700
Мастер	5	1	160	2175	348000	104400	452400
Инженер	5	2	158	2175	687300	206190	893490
Машинист крана	6	2	140	2175	609000	182700	791700
Машинист бульдозера	4	1	112	2175	243600	73080	316680
Машинист экскаватора	6	1	144	2175	313200	93960	407160
Машинист трубоукладчика	6	2	144	2175	626400	187920	814320
Помощник машиниста	5	2	120	2175	522000	156600	678600
Землекоп	6	2	80	2175	348000	104400	452400
Плотник	6	2	95	2175	413250	123975	537225
Арматурщик	5	2	105	2175	456750	137025	593775
Монтажник конструкций	6	2	135	2175	587250	176175	763425
Монтажник трубопроводов	6	4	152	2175	1322400	396720	1719120
Итого		45			7086150	2125845	9211995

Исходя из полученных значений заработной платы с учетом надбавок, можно сделать вывод, что оплата труда всех задействованных в мероприятии работников будет составлять 9211995 руб.

4.7 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при строительстве стального трубопровода 4.6.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом 0,9 для производства общестроительных работ по прокладке магистральных трубопроводов, линий связи и линий электропередач, не включенных в другие группировки (код по ОКВЭД – 45.21.3).

Таблица 4.6 – Расчет страховых взносов при строительстве стеклопластикового трубопровода ОАО «Газпромнефть-Муравленко»

Показатель	Количество работников	ЗП, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР (22%)	Страхование от несчаст. случаев (тариф 0,9%)	Всего, руб.
Профессия							
Начальник участка-прораб	1	7917 00	22959, 3	40376,7	17417 4	7125,3	244635,3
Мастер	1	4524 00	13119, 6	23072,4	99528	4071,6	139791,6
Инженер	2	8934 90	25911, 21	45567,9	19656 7,8	8041,41	276088,4
Машинист крана	2	7917 00	22959, 3	40376,7	17417 4	7125,3	244635,3
Машинист бульдозера	1	3166 80	9183,7 2	16150,6	69669, 6	2850,12	97854,12
Машинист экскаватора	1	4071 60	11807, 64	20765,1	89575, 2	3664,44	125812,4
Машинист трубоукладчика	2	8143 20	23615, 28	41530,3	17915 0,4	7328,88	251624,9

Помощник машиниста	2	6786 00	19679, 4	34608,6	14929 2	6107,4	209687,4
Землекоп	2	4524 00	13119, 6	23072,4	99528	4071,6	139791,6
Плотник	2	5372 25	15579, 53	27398,4 8	11818 9,5	4835,025	166002,5
Арматурщик	4	1187 550	34438, 96	60565,0 5	26127	10687,94	366953
Монтажник конструкций	2	7634 25	22139, 33	38934,6 8	16795 3,5	6870,825	235898,3
Монтажник трубопроводов	2	8595 60	24927, 24	43837,5 6	18910 3,2	7736,04	265604
Общая сумма, руб.	2764378						

Таким образом, общая сумма страховых взносов при строительстве стеклопластикового трубопровода ОАО «Газпромнефть-Муравленко» составляет 2764378 руб.

4.8 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 4.7).

Таблица 4.7 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия для стеклопластикового трубопровода.

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Амортизационные отчисления	1672189
Затраты на материалы	836272
Оплата труда	9211995
Страховые взносы	2764378
Накладные расходы (20%)	2896967
Всего затрат:	17381801

Затраты на строительство стеклопластикового трубопровода ОАО «Газпромнефть-Муравленко» составляют 17381801 руб.

4.9 Экономическая эффективность проекта строительства стеклопластикового трубопровода.

В процессе анализа стоимости строительства стеклопластикового трубопровода в сравнение со стальным произведен расчет экономической эффективности, представленный в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Результаты расчётов экономической эффективности проекта

Капитальные вложения на строительство стеклопластикового трубопровода, руб.	17381801
Прибыль, руб.	2323967
Срок окупаемости проекта, лет.	7,47

В результате проведения экономического расчета стоимости работ по строительству стеклопластикового трубопровода ОАО «Газпромнефть-Муравленко» было определено, что полная стоимость проведения данных работ составит 17381801 руб. Срок окупаемости проекта составит 7,47 лет.

4.10 Расчет стоимости строительства стального трубопровода.

4.11. Расчет времени на проведение мероприятия по строительству стального трубопровода

Определим нормы времени для выполнения строительства стеклопластикового трубопровода. Время на проведение мероприятия включает в себя основное время строительства стеклопластикового

трубопровода, а также вспомогательное время, необходимое для подготовки и наладки ГРС.

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е11» время на выполнение мероприятия представлено в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Время проведения работ

Наименование работ	Время, ч.
Очистка снега	20
Рыхление	35
Снятие плодородного слоя	90
Вскрышные работы	80
Строительно – монтажные работы	1800
Засыпка плодородного слоя и рекультивация	150
Итого	2175

Следовательно, общее время на выполнение мероприятия по строительству стального трубопровода будет равно:

$$T = 2175 \text{ (ч)}.$$

4.12 Расчет количества необходимой специальной техники и оборудования

В процессе проведения работ по строительству стального трубопровода ОАО «Газпромнефть – Муравленко» потребуется специальная техника и оборудование, представленные в таблице 4.10

Таблица 4.10 – Необходимая специальная техника и оборудование

Наименование специальной техники и оборудования	Вид работ	Количество единиц
Трубоукладчик ЧЕТРА ТГ503	Подъем и спускание трубопровода в траншею	1

Одноковшовый экскаватор ЭО-2621	Проведение вскрышных и засыпных работ	2
Бульдозер ДЗ-42	Очистка от снега, засыпка и планировка грунта	1
Бурильно-крановая машина БМ-205	Бурение скважин в грунтах	1
Кран автомобильный КС-6471	Подъем и перемещение различных грузов	3
Автосамосвал Камаз-5511	Перевозка навалочных и сыпучих грузов	2
Трубовоз и тягач Краз-2556+ПВ-204	Транспортировка труб к месту производства работ	1
Полуприцеп и тягач Камаз-5410+ОААЗ-9370	Транспортировка различных грузов к месту производства работ	1
Аппарат сварочного тока РС-250.33	Сварочные работы	1
Трансформатор сварочный ТДМ-503У2	Понижение напряжения сети при выполнении сварочных работ	1
Газоанализатор Drager X-am 5000	Контроль уровня предельно-допустимой концентрации газа в месте производства работ	1
Трассоискатель Сталкер 15-02М	Отбивка положения трубопровода	1
Итого		16

Из таблицы следует, что для проведения строительства стального трубопровода и необходимо 16 единиц специальной техники и оборудования.

4.13 Затраты на амортизационные отчисления

Так как данная техника уже есть в наличии у предприятия, то необходимо рассчитать амортизационные отчисления при строительстве стального трубопровода ОАО «Газпромнефть-Муравленко».

Затраты на амортизационные отчисления определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для техники и оборудования, представленных в таблице 4.11 выбираем согласно единым нормам амортизационных отчислений на полное восстановление основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 N1 (ред. от 07.07.2016).

Расчет амортизационных отчислений при проведении строительстве стального трубопровода представлен в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Расчет амортизационных отчислений при строительстве стального трубопровода

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации и %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Трубоукладчик ЧЕТРА ТГ503	9300000	10	930000	106,16	1	2175	230898
Одноковшовый экскаватор ЭО- 2621	10060000	11,1	1116660	127,47	2	2175	554506
Бульдозер ДЗ- 42	9980000	16,7	1666660	190,25	1	2175	413811
Бурильно- крановая машина БМ-205	2730000	14,3	390390	44,56	1	2175	96929
Кран автомобильный КС-6471	3800000	10	380000	43,37	3	2175	282989
Автосамосвал Камаз-5511	3500000	12,5	437500	49,94	2	2175	217251
Трубовоз и тягач Краз- 2556+ПВ-204	950000	12,5	118750	13,55	1	2175	29484
Полуприцеп и тягач Камаз- 5410+ОААЗ- 9370	1100000	12,5	137500	15,7	1	2175	34140
Аппарат сварочного тока РС-250.33	110000	20	22000	2,51	1	2175	5462
Трансформатор сварочный ТДМ-503У2	50000	16,7	8350	0,95	1	2175	2073
Газоанализатор Drager X-am 5000	50544	14,3	7227,79	0,83	1	2175	342

Трассоискатель Сталкер 15-02М	63700	14,3	9109,10	1,04	1	2175	429
Итого, руб.	1868372						

Из таблицы следует, что общая сумма амортизационных отчислений составляет 1868372 руб.

4.14 Затраты на материалы и оборудование

Стоимость материалов на проведение мероприятия по строительству стального трубопровода ОАО «Газпромнефть-Муравленко» приведена в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Стоимость материалов на проведение мероприятия

Наименование материалов		Ед. измерения	Количество	Цена за единицу, руб	Сумма, руб.
1	Труба новая	м	1194	593	649000
2	Полиэтиленовая пленка	пог.м	1500	48,06	72090
3	Обертка	пог.м	1000	40,08	60120
4	Кислород технический газообразный	м ³	6,1	190	1159
5	Пропан-бутан, смесь техническая	кг	15,7	16,6	260,6
6	Утяжелитель	шт	25	6100	152500
7	Электроды ОК 46.00 диаметром 3 мм	т	0,13	92300	2850
8	Круг отрезной «BOSCH Standard for Metal 115 X 2,5 X 22»	шт	50	50	2500
Итого, руб.		937630			

Стоимость материалов для строительства стального трубопровода составляет 937630 руб.

4.15 Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

– суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда приведены в таблице 4.13.

– надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и других приведены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Расчет заработной платы для стальной трубы

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 30%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Начальник участка-прораб	6	1	280	2175	609000	182700	791700
Мастер	5	1	160	2175	348000	104400	452400
Инженер	5	2	158	2175	687300	206190	893490
Машинист крана	6	2	140	2175	609000	182700	791700
Машинист бульдозера	4	1	112	2175	243600	73080	316680
Машинист экскаватора	6	1	144	2175	313200	93960	407160
Машинист трубоукладчика	6	2	144	2175	626400	187920	814320
Помощник машиниста	5	2	120	2175	522000	156600	678600
Землекоп	6	2	80	2175	348000	104400	452400
Плотник	6	2	95	2175	413250	123975	537225
Арматурщик	5	2	105	2175	456750	137025	593775
Сварщик	5	2	210	2175	913500	274050	1187550
Монтажник конструкций	6	2	135	2175	587250	176175	763425
Монтажник трубопроводов	6	2	152	2175	661200	198360	859560
Изолировщик	5	2	145	2175	635100	190530	825630
Итого		45			7973550	2392065	10365615

Исходя из полученных значений заработной платы с учетом надбавок, можно сделать вывод, что оплата труда всех задействованных в мероприятии работников будет составлять 10365615 руб.

4.16 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при строительстве стального трубопровода и 4.14 .

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом 0,9 для производства общестроительных работ по прокладке магистральных трубопроводов, линий связи и линий электропередач, не включенных в другие группировки (код по ОКВЭД – 45.21.3).

Таблица 4.14 – Расчет страховых взносов при строительстве стального трубопровода ОАО «Газпромнефть-Муравленко».

Показатель Профессия	Количество работников	ЗП, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР (22%)	Страхование от несчаст. случаев (тариф 0,9%)	Всего, руб.
Начальник участка-прораб	1	79170 0	22959,3	40376,7	174174	7125,3	244635,3
Мастер	1	45240 0	13119,6	23072,4	99528	4071,6	139791,6
Инженер	2	89349 0	25911,2 1	45567,99	196567, 8	8041,41	276088,4
Машинист крана	2	79170 0	22959,3	40376,7	174174	7125,3	244635,3
Машинист бульдозера	1	31668 0	9183,72	16150,68	69669,6	2850,12	97854,12
Машинист экскаватора	1	40716 0	11807,6 4	20765,16	89575,2	3664,44	125812,4

Машинист трубоукладчика	2	81432 0	23615,2 8	41530,32	179150, 4	7328,88	251624,9
Помощник машиниста	2	67860 0	19679,4	34608,6	149292	6107,4	209687,4
Землекоп	2	45240 0	13119,6	23072,4	99528	4071,6	139791,6
Плотник	2	53722 5	15579,5 3	27398,48	118189, 5	4835,025	166002,5
Арматурщик	2	59377 5	17219,4 8	30282,53	130630, 5	5343,975	183476,5
Сварщик	2	11875 50	34438,9 5	60565,05	261261	10687,95	366953
Монтажник конструкций	2	76342 5	22139,3 3	38934,68	167953, 5	6870,825	235898,3
Монтажник трубопроводов	2	85956 0	24927,2 4	43837,56	189103, 2	7736,04	265604
Изолировщик	2	82563 0	23943,2 7	42107,13	181638, 6	7430,67	255119,7
Общая сумма, руб.	3202975						

Таким образом, общая сумма страховых взносов при строительстве стального трубопровода ОАО «Газпромнефть-Муравленко» составляет 3202975 руб.

4.17 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 4.15).

Таблица 4.15 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Амортизационные отчисления	1868372
Затраты на материалы	984511
Оплата труда	10365615

Страховые взносы	3202975
Накладные расходы (20%)	3284295
Всего затрат:	19705768

Затраты на строительство стального трубопровода ОАО «Газпромнефть-Муравленко» составляют 19705768 руб.

4.18 Экономическая эффективность проекта строительства стального трубопровода

В процессе анализа стоимости строительства стеклопластикового трубопровода в сравнение со стальным произведен расчет экономической эффективности, представленный в таблице 4.16.

Таблица 4.16 – Результаты расчётов экономической эффективности проекта

Капитальные вложения на строительство стального трубопровода, руб.	19705768
Прибыль, руб.	1810589
Срок окупаемости проекта, лет.	10,88

В результате проведения экономического расчета стоимости работ по строительству стального трубопровода ОАО «Газпромнефть-Муравленко» было определено, что полная стоимость проведения данных работ составит 19705768 руб. Срок окупаемости проекта составит 10,88 лет.

4.19 Сравнение экономического эффекта при строительстве стеклопластикового и стального трубопровода.

Таблица 4.17 – Итоги результатов расчета экономической эффективности проектов строительства стеклопластикового и стального трубопровода.

Капитальные вложения на строительство стеклопластикового трубопровода, руб.	17381801
Прибыль, руб.	2323967
Срок окупаемости проекта, лет.	7,47
Капитальные вложения на строительство стального трубопровода, руб.	19705768
Прибыль, руб.	1810589
Срок окупаемости проекта, лет.	10,88

В результате проведённого экономического анализа при строительстве стеклопластикового и стального трубопровода, стеклопластиковый трубопровод доказал свою экономическую эффективность, как на стадий строительства, так как стоимость строительства меньше на 2323967 руб. Так и на стадий эксплуатаций, так как прибыль за один год в сравнение со стальным выше на 513378 руб. Что служит рекомендацией для строительства стеклопластиковых трубопроводов.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5А	Маркаускасу Фёдор Юозовичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>При строительстве промышленного нефтепровода разрабатывается траншея с помощью специализированной техники: различных экскаваторов и бульдозеров.</p> <p>Основными вредными проявлениями являются: неблагоприятные метеоусловия, высокий уровень шума, повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне, недостаточная освещенность.</p> <p>Опасными проявлениями являются: грузоподъемные работы, опасность падения с высоты, факторы электрической природы, факторы при сварочных работах.</p> <p>Возможно негативное воздействие на атмосферу, литосферу, гидросферу.</p> <p>Более вероятными являются чрезвычайные ситуации техногенного характера.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>1. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»</p> <p>2. СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»</p> <p>3. ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»</p> <p>4. ГОСТ Р 53201-2008 «Трубы стеклопластиковые и фитинги»</p> <p>5. ПБ 10-382-00 «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов»</p> <p>6. ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»</p> <p>7. ГН 2.1.7.2041-06 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве»</p> <p>8. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; 	<p>Отклонения от нормальных метеоусловий могут стать причиной хронических простудных заболеваний и заболеваний суставов. Вредные вещества влияют на сердечно-сосудистую систему и на показатели крови. Шум создает</p>
--	--

<ul style="list-style-type: none"> – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>значительную нагрузку на нервную систему человека, оказывая на него психологическое воздействие.</p> <p>Нормирование вредных воздействий и использование средств индивидуальной защиты может снизить влияние вредных факторов.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Термическое действие тока вызывает ожоги, перегревание сосудов и нарушение функциональности внутренних органов. Биологическое действие вызывает нарушение нормальной работы мышечной системы. Пожаровзрывоопасность, представляет угрозу для жизни и здоровья работников в зоне проведения работ по строительству промышленного нефтепровода.</p> <p>При соблюдении правил безопасности проведения работ и использовании средств индивидуальной защиты можно предотвратить получения травм.</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Для снижения уровня загрязнения атмосферы осуществляют мероприятия по сокращению потерь нефти от испарения при оборудовании временных амбаров хранения откачанной нефти.</p> <p>После проведения строительных работ осуществляются операции по рекультивации нарушенного поверхностного слоя.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>При производстве строительных работ на промышленных нефтепроводах нужно строго соблюдать правила техники безопасности. При этом необходимо руководствоваться нормативными документами. Планы ликвидации возможных аварий разрабатываются и рассматриваются специальной комиссией.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Перед проведением строительных работ должны быть выполнены подготовительные мероприятия. Работников, выполняющих строительные работы промышленных нефтепроводов необходимо обеспечить спецобувью, спецодеждой и другими средствами защиты</p>
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	06.04.2017г
---	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Маланова Наталья Викторовна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Маркаускас Фёдор Юозович		

5. Социальная ответственность

В магистерской диссертации рассматривается эффективность применения современных стеклопластиковых труб в системе промысловых нефтепроводов. При строительстве промыслового нефтепровода разрабатывается траншея с помощью специализированной техники, такой как бульдозеры и экскаваторы. Производятся различные работы по спуску и подъему необходимого оборудования и материалов с помощью автокранов и другого оборудования.

К основным вредным факторам, возникающим при проведении строительства линейной части промысловых нефтепроводов относятся: пониженная или повышенная температура воздуха, повышенный уровень шума при работе оборудования и техники, повышенная концентрация вредных веществ в рабочей зоне, недостаточная освещенность.

К опасным факторам относятся работы по спуску и подъему материалов и оборудования в траншее, наличие оборудования работающего под высоким напряжением, различные вращающиеся части техники и оборудования, обвал грунта в рабочем котловане.

При строительстве в атмосферу попадают пары газа, нефти и нефтепродуктов особенно сильно при оборудовании временного амбара для откачки нефти, также происходит загрязнение слоя почвы нефтью и от попадания загрязняющих веществ с работающей техники.

При проведении работ могут произойти различные чрезвычайные ситуации: взрыв или возгорание паров нефти и нефтепродуктов, разрушение нефтепровода, падение автокрана в котлован [1].

					Изучение применения стеклопластиковых труб на промысловых трубопроводах при создании современных нефтепроводных систем				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Маркаускас Ф.Ю.			Глава 5. Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Саруев А.Л.						111	131
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ5А			
Зав. Каф.		Бурков П.В.							

5.1. Производственная безопасность

5.1.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов

Метеоусловия

К метеоусловиям относятся: температура, влажность, скорость движения воздуха, атмосферное давление, интенсивность радиационного излучения солнца. Так как работы по строительству промысловых нефтепроводов выполняются на открытой местности, то на рабочих оказывает действие атмосферных осадков, сильный ветер, повышенная и пониженная температура воздуха от минус 30 °С до плюс 40 °С, в зависимости от времени года и географического расположения нефтепровода.

Высокий уровень шума

Различная техника (бульдозеры, экскаваторы, автокраны, тягачи) при своём передвижении и работе издаёт большое количество шума, которое негативно влияет на работающий персонал. Так же издает значительное количества шума остальное оборудование: режущее оборудование, сварочные и насосные аппараты, передвижные генераторные установки.

Воздействие шума на человеческий организм определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы, включая нервную систему.

При физической работе, связанной с точностью, сосредоточенностью или периодическими слуховыми контролями, громкость ниже 80 дБ не влияет на органы слуха. В соответствии с нормативными документами при длительном воздействии шума больше 85 дБ происходит постоянное повышение порога слуха и кровяного давления [2].

Недостаточная освещённость рабочей зоны

Работы по строительству промыслового нефтепровода проводятся непосредственно в трассовых условиях может вестись в темное время суток без обеспечения достаточного освещения рабочих мест и рабочей зоны.

					Глава 5. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		112

Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне

При проведении строительных работ воздух в рабочей зоне насыщается парами нефти, пылью, вредными газами. Перед началом работ на месте проверяется уровень загазованности воздушной среды.

По степени воздействия на организм человека вредные вещества делятся на четыре класса опасности:

1 класс – вещества чрезвычайно опасные (ртуть, свинец, тетраэтилсвинец и др.);

2 класс – вещества высокоопасные (бензол, марганец, медь, сероводород и др.);

3 класс – вещества умеренно опасные (толуол, метанол, уксусная кислота и др.);

4 класс – вещества малоопасные (нефть, бензин, ацетон, этиловый спирт и др.) [3].

Все углеводороды оказывают влияние на сердечно-сосудистую систему и показатели крови (снижение содержания эритроцитов и гемоглобина), также возможно нарушение деятельности эндокринных желез и поражение печени.

Опасность падения с высоты

Работами на высоте считаются все работы, выполняемые на высоте более 1,8 м от поверхности грунта или настила [4]. При строительстве промышленного нефтепровода раскапывается траншея вдоль нефтепровода в зоне дефекта. Существует риск с получением производственного травматизма в результате падения с высоты.

Опасные факторы электрической природы

Источники электрического тока, которые создают опасность поражения током: электрический привод насосного оборудования электрооборудование очистных установок, генераторы, сварочные аппараты.

Электрический ток может оказывать следующие виды воздействий на организм человека:

- термическое;
- электролитическое;
- биологическое.

При термическом действии тока на теле появляются ожоги разных форм, происходит нарушение функциональности внутренних органов и перегревание кровеносных сосудов.

При электролитическом действии происходит расщепление крови и другой органической жидкости в тканях организма, что в свою очередь вызывает существенные изменения ее физико-химического состава.

При биологическом действии нарушается нормальная работа мышечной системы. Появляются непроизвольные судорожные сокращения мышц, данное влияние опасно для органов дыхания и кровообращения, таких как легкие и сердце, оно может привести к нарушению их нормальной работы, в том числе и к полному прекращению их функциональности.

Опасные факторы при сварочных работах

При осуществлении сварочно-монтажных работ возможны брызги металла, поражения электрическим током. При производстве процесса сварки существуют опасные факторы, которые воздействуют на сварщика: поражение глаз и открытой поверхности кожи лучами сварочной дуги; поражение электрическим током, при прикосновении человека к токовыводящим частям электрической цепи; взрыв в результате проведения сварки вблизи взрывоопасных и легковоспламеняющихся веществ; ожоги от брызг металла при резке и сварке металла; травмы механического характера при подготовке и в процессе монтажа ремонтных конструкций промышленного нефтепровода.

Опасные факторы при грузоподъемных работах

Процессами повышенной опасности при строительстве промышленных нефтепроводов являются: погрузка; разгрузка строительных конструкций и

					Глава 5. Социальная ответственность	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

необходимого для проведения строительства оборудования подъёмными средствами; транспортировка их к месту проведения строительства грузовыми автомобилями.

5.1.2 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов

Метеоусловия

Профилактика перегревания и переохлаждения должна осуществляться организацией отдыха и рационального режима труда сокращением рабочего времени для перерывов с отдыхом в зоне с нормальным микроклиматом. Для предотвращения воздействия метеорологических условий для рабочих предусматривается специальная одежда, головные уборы и средства индивидуальной защиты.

Высокий уровень шума

К основным методам борьбы с шумом относят:

- снижение уровня шума в источнике его возникновения;
- снижение шума на пути распространения звука;
- разумное размещение оборудования;
- использование средств индивидуальной защиты;
- соблюдение режима труда и отдыха [5].

Недостаточная освещённость рабочей зоны

Подходы и проезды к строительной площадке, рабочие места, участки проведения работ в темное время суток должны быть достаточно освещены. Освещенность должна быть равномерной, без ослепляющего действия осветительных приборов на рабочих. При проведении сварочно-монтажных работ на рабочих местах в темное время суток необходимо применять стационарные светильники напряжением 220В во взрывозащищенном исполнении, подвешенные на высоте не менее 2,5 м. Напряжение переносных светильников не должно превышать 12В [6].

Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне

Перед началом работ на месте необходимо проверить уровень загазованности воздушной среды. При проведении строительных работ промышленного нефтепровода контроль газовоздушной среды в котловане осуществляется каждые 30 минут. Содержание газов и паров нефти не должно превышать ПДК по санитарным нормам. Выполнение работ разрешается только после устранения опасных условий.

В целях защиты органов дыхания необходимо использовать средства индивидуальной защиты (противогазы, респираторы). Противогазы нужны для защиты от вредных паров и газов, а респираторы – для защиты легких человека от воздействия пыли, взвешенной в воздухе.

Опасность падения с высоты

Для защиты головы все работники, находящиеся в рабочей зоне, при выполнении работ должны быть обеспечены касками.

Приставные лестницы по конструкции должны соответствовать требованиям и быть оборудованы несколькими опорами.

Не допускается разработка строительного котлована без откосов. Откосы разрабатываются в зависимости от типа грунта и глубины траншеи.

К средствам индивидуальной защиты от падения с высоты работников относятся: канаты страховочные и предохранительные пояса. На всех предохранительных поясах должна быть бирка с датой следующего испытания и инвентарным номером.

Опасные факторы электрической природы

Все применяемые электроинструменты и электрооборудование должны быть заземлены.

Работа с электроинструментом запрещается при:

- появлении дыма;
- повреждении кабеля;
- плохо работающем выключателе;
- повышении вибрации, стука, шума;

- появлении трещины в защитном экране, корпусе.

К основным способам и средствам электрозащиты относятся:

- изоляция частей проводящих ток;
- предупредительная сигнализация и блокировки;
- установка оградительных устройств;
- применение не больших напряжений;
- использование предупреждающих плакатов и знаков безопасности;
- средства индивидуальной электрозащиты;
- защитное заземление;
- защитное отключение.

Электробезопасность труда и оборудования регламентируется ГОСТ Р 12.1.019-2009 [7].

Опасные факторы при сварочных работах

К проведению электросварочных работ допускаются электросварщики, прошедшие установленную аттестацию и имеющие соответствующие разрешающие удостоверения. Огневые, газоопасные и другие работы повышенной опасности выполняются только с оформлением наряда-допуска.

Для защиты от брызг расплавленного металла и излучения сварочной дуги, сварщик обязан носить спецобувь и спецодежду, а лицо и глаза закрывать специальным щитком или маской со светофильтром.

Электросварщику необходимо работать в диэлектрических перчатках на резиновом коврике. На рабочем месте должны быть индивидуальные средства пожаротушения и индивидуальные аптечки. Для тушения электроустановок необходимо применять углекислотные огнетушители [8].

Опасные факторы при грузоподъемных работах

Грузоподъемные работы выполняют под руководством мастеров, имеющих аттестат, и ответственных за безопасное перемещение грузов грузоподъемными машинами.

Для обеспечения безопасных условий при выполнении различных видов строительно-монтажных работ и исключения травматизма персонала,

					Глава 5. Социальная ответственность	Лист 117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

рабочие и инженерно-технический персонал должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты: касками, перчатками, ботинками с металлическим носком, а также они обязаны хорошо знать и строго соблюдать правила техники безопасности при проведении работ [9].

5.2 Экологическая безопасность

Проведение работ по выбору участка строительства нефтепровода, должно выполняться в соответствии с требованиями руководящих документов и законов в части охраны окружающей среды с сохранением её устойчивого экологического равновесия.

5.2.1 Анализ влияния на окружающую среду Воздействие на атмосферу

При проведении строительства в атмосферу попадают пары нефти и нефтепродуктов особенно сильно при оборудовании временного амбара.

В таблице 5.1 представлены ПДК и классы опасности некоторых веществ входящих в состав нефти ее паров и веществ участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в воздухе рабочей зоны [10].

Таблица 5.1 – Предельно-допустимая концентрация в воздухе и классы опасности

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Нефть	300	4
Метан	300	4
Пропан	300	4
Бутан	300	4
Бензол	5	2
Метанол	5	3

Этиловый спирт	1000	4
Ацетон	200	4
Керосин	300	4
Окислы азота	5	2
Метилмеркаптан	0,8	2
Ртуть	0,01	1
Серная кислота	1	2
Тетраэтилсвинец	0,005	1
Толуол	50	3
Окись углерода	20	4
Дихлорэтан	10	2
Сероводород	10	2

Воздействие на литосферу:

При выполнении строительных работ возможно попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники и оборудования. На всех этапах строительства промыслового нефтепровода необходимо выполнять мероприятия, которые предотвращают следующие процессы:

- появление неблагоприятных эрозионных процессов;
- загрязнение территории различными отходами;
- загорание торфяников и естественной растительности.

В таблице 5.2 представлены ПДК некоторых веществ, входящих в состав нефти ее паров и веществ участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в почве [11].

Таблица 5.2 – Предельно-допустимая концентрация в почве

Наименование вещества	ПДК, мг/кг
Бензин	0,1
Бензол	0,3
Ртуть	2,1

Серная кислота	160,0
Толуол	0,3
Сероводород	0,4

Воздействие на гидросферу

При проведении строительства по естественным водостокам в водные объекты могут попасть загрязняющие вещества с работающей техники. Необходимо исключить слив отработанного масла, разлив горюче-смазочных материалов, мойку механизмов и автотранспорта в неустановленных для этого местах и т. п.

В таблице 5.3 представлены ПДК и классы опасности некоторых веществ входящих в состав нефти ее паров и веществ участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки углеводородов в воде [12].

Таблица 5.3 – Предельно-допустимая концентрация в воде и классы опасности

Наименование вещества	ПДК, мг/л	Класс опасности
Нефть	0,3	4
Бензин	0,1	3
Керосин окисленный	0,01	4
Метанол	3	2
Ацетон	2,2	3
Метилмеркаптан	0,0002	4
Ртуть	0,0005	1
Тетраэтилсвинец	—	1

5.2.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Воздействие на атмосферу

С целью снижения количества испарений нефти с поверхности временного амбара его поверхность покрывают специальными химическими составами, которые значительно сокращают вредные выбросы в атмосферу.

Воздействие на литосферу

На период проведения работ по строительству промыслового нефтепровода, проезд к строящимся участкам предусматривается по временным подъездным дорогам с устройством переездов в местах пересечения действующих подземных нефтепроводов.

Подъездные пути и временные автомобильные дороги необходимо устраивать с учетом требований для предотвращения повреждений древесно-кустарниковой растительности и сельскохозяйственных угодий.

Все строительные работы должны проводиться исключительно в пределах отведенной полосы для уменьшения ущерба, наносимого окружающей природной среде.

По окончании всех работ необходимо полностью вывезти производственные отходы (металлолом, изоляционные материалы и т. д.) и восстановить нарушенный рельеф местности.

Природовосстановительные мероприятия считаются завершенными, если отсутствуют места, загрязненные горюче-смазочными, бытовыми и строительными отходами. На всех участках восстановлен растительный слой.

Рекультивации подлежат нарушенные земли, передаваемые во временное пользование на период производства работ по строительству промыслового нефтепровода.

Воздействие на гидросферу

Для восстановления существовавшей до начала выполнения строительных работ системы местного водостока следует обеспечить расчистку ложбин временного стока, русел водотоков от грунта,

					Глава 5. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		121

попадавшего в них во время проведения земляных работ. Запрещается сталкивать грунт в русло реки при планировке береговых откосов.

При оборудовании временного городка и оснащении участков работ следует предусматривать специальные зоны для заправки, технического обслуживания, ремонта машин и механизмов, а также оснащать их емкостями для сбора отработанных горюче-смазочных материалов и инвентарными контейнерами для строительных и бытовых отходов. Необходимо исключить попадание неочищенных стоков в водоемы.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1 Анализ вероятных ЧС

При проведении работ по строительству промыслового нефтепровода могут произойти различные чрезвычайные ситуации:

- взрыв или возгорание паров нефти и нефтепродуктов;
- разрушение нефтепровода;
- падение автокрана в котлован.

В связи с этим, инженерно-технический персонал и рабочие, занятые на строительстве нефтепроводов, проходят обучение по своей специальности и правилам техники безопасности. Проверку знаний оформляют соответствующими документами согласно действующим отраслевым положениям о порядке проверки знаний норм, инструкций и правил, по охране труда. Вновь поступающие на работу допускаются к выполнению своих обязанностей после прохождения ими вводного инструктажа по технике безопасности и охране труда непосредственно на рабочем месте.

5.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

При производстве строительных работ на промысловых нефтепроводах нужно строго соблюдать правила техники безопасности, руководствуясь

					Глава 5. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		122

нормативными документами. Все производственные инструкции предусматривают разделы по технике безопасности, которые составлены в соответствии с требованиями действующих правил для каждого конкретного условия с учетом специфики проводимых работ. С данными инструкциями знакомят технический и рабочих персонал, с выдачей на руки инструкций по профессиям.

Вскрытие промыслового нефтепровода производят экскаватором в соответствии с проектной документацией с соблюдением следующих условий безопасности:

- для исключения повреждений нефтепровода минимальное расстояние между ковшом работающего экскаватора и стенкой трубы должно быть в пределах от 150 до 200 мм [13];

- запрещается нахождение людей и проведение других работ в зоне действия рабочего органа экскаватора.

Для предупреждения появления ЧС огневые работы на нефтепроводе следует производить в соответствии с требованиями п. 8 РД 39-00147105-015-98.

Для каждого из участков трассы необходима разработка планов ликвидации возможных аварий, определяющие порядок и обязанности действия персонала аварийных служб и ответственных должностных лиц. Эти планы позволяют более организованно и оперативно принять экстренные меры по восстановлению нефтепровода, защите окружающей среды, обеспечению безопасности близко расположенных объектов народного хозяйства и тем самым значительно уменьшить последствия и сократить ущерб возможных аварий [14].

Планы ликвидации возможных аварий разрабатываются и рассматриваются специальной комиссией, включающую старшего диспетчера, начальника отдела эксплуатации, главного энергетика, главного механика, инженера по технике безопасности, начальника пожарной части,

					Глава 5. Социальная ответственность	Лист
						123
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

начальника аварийно восстановительной службы, подписываются членами комиссии и утверждаются главным инженером РНУ.

Планы ликвидации возможных аварий должны разрабатываться в соответствии с наличием кадров и фактическим состоянием аварийной техники, линейной части нефтепровода, подъездных путей. В случае изменения фактического состояния подъездных путей, аварийной техники, наличия кадров и т. д. в план в течение месяца должны быть внесены соответствующие дополнения и изменения.

Планы ликвидации возможных аварий должны находиться у диспетчера управления, главного инженера управления, начальника аварийно восстановительной службы.

К плану, находящемуся у диспетчера, прилагается оперативный журнал аварий. Всем инженерно-техническими работникам и членам бригады аварийной службы необходимо тщательно изучить план ликвидации возможных аварий.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

При выполнении строительных работ в районах, приравненных к районам Крайнего Севера, рабочие имеют дополнительные льготы, отражённые в законе «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях»

Организация и проведение строительных работ должны осуществляться в соответствии с требованиями действующих руководящих документов и регламентов.

Запрещается проводить строительные работы без оформления необходимых разрешительных документов. Организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасного производства огневых, газоопасных работ и работ повышенной опасности должны включать

					Глава 5. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
						124

разработку инструкций по охране труда на каждый вид проводимых работ или их подборку.

Работников, выполняющих работы по строительству промышленного нефтепроводов необходимо обеспечить спецобувью, спецодеждой и другими защитными средствами, согласно «Типовым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам», имеющих соответствующие сертификаты соответствия [15]. Организационно-технические мероприятия на проведение строительных работ на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах промышленного нефтепроводов должны включать мероприятия, выполняемые при подготовке объекта к проведению работ, и мероприятия, выполняемые непосредственно при проведении работ.

Технические и организационные меры безопасности при подготовке объекта к выполнению работ составляются при разработке ППР и оформлении наряда-допуска на каждый вид работ и место их проведения.

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Разработка строительного котлована осуществляется экскаваторами. Длину котлована определяют по расчету:

$$L = l + (2 - 3), м$$

где – l длина строящегося участка нефтепровода, но не меньше диаметра нефтепровода [16].

Не менее 0,6 м должно быть расстояние от дна котлована до нижней образующей нефтепровода. Для предотвращения обвала грунта в котлован отвал необходимо располагать на расстоянии не менее одного метра.

Для возможности быстрого спуска и выхода рабочих, котлован оснащается двумя инвентарными приставными лестницами на каждую сторону торца котлована, длиной не менее 1,25 глубины котлована и шириной от 75 см. Для работы в ночное время в котловане необходимо использовать светильники во взрывозащищенном исполнении.

					Глава 5. Социальная ответственность	Лист 125
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Взамен ГОСТ 12.03.003-74; Введ. 2017.03.01. – М.: Стандартинформ, 2016. – 10 с.
2. СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
3. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Взамен ГОСТ 12.1.005-76; Введ. 1989.01.01. – М.: Стандартинформ, 2008. – 48 с.
4. Правила по охране труда при работе на высоте (с изменениями на 17 июня 2015 года).
5. ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – Взамен ГОСТ 12.4.011-87; Введ. 1990.06.30. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2004. – 8 с.
6. ГОСТ Р 50571.3-2009. Электроустановки низковольтные. Часть 4-41. Требования для обеспечения безопасности. Защита от поражения электрическим током. – Взамен ГОСТ Р 50571.3-94; Введ. 2009.12.10. – М.: Стандартинформ, 2012. – 20 с.
7. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – Введ. 2009.12.10. – М.: Стандартинформ, 2010. – 28 с.
8. РД 25.160.10-КТН-004-08. Технология проведения сварочных работ на действующих магистральных нефтепроводах, 2008.
9. ПБ 10-382-00. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов. – М.: Госгортехнадзор России, 2001.
10. ГН 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – Взамен ГН 2.2.5.686-98; Введ. 2003.06.15. – М.: Минздрав России, 2006.

					Глава 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
						126
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

11. ГН 2.1.7.2041-06. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве. – Взамен ГН 2.1.7.020-94; Введ. 2006.04.01. – М.: Минздрав России, 2003.

12. ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. – Взамен ГН 2.1.5.689-98; Введ. 2003.06.15. – М.: Минздрав России, 2003.

13. Правила капитального ремонта подземных трубопроводов. – Взамен РД 39-30-297-79; Введ. 1992.01.10. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1992. – 199 с.

14. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: Ростехнадзор России, 2003.

15. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997.

16. РД 153-39.4-130-2002. Регламент по вырезке и врезке «катушек» соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов, 2003.

Заключение

В данной магистерской работе проведены изучения полимерно-армированного трубопровода, стеклопластикового и стального изготовленных по ГОСТ-ам в заводских условиях, в результате установлено, что более наилучшем на нынешнее время является стеклопластиковый трубопровод с трехслойным покрытием стенки,из-за своих свойств являются наиболее перспективными в сравнении с другими трубопроводами.

Для определения и повышения качества используются разные методы. Применять методы неразрушающего контроль при проверке качества, стеклопластиковых труб, что существенно повышает эффективность работы стеклопластиковых труб.

В итоге проведения финансового обоснования и расчета затрат по строительству участка промыслового нефтегазопровода из стеклопластиковой трубы протяженностью 1194 м было выявлено, что окупаемость проекта составит (7,47 лет) в сравнение с металлическим, который окупится только через (10,88 лет)

В рамках работы были рассчитаны и проанализированы периоды службы многих трубопроводов, на основании чего можно сделать заключение, что стальные трубопроводы используемые в прошлом, уже не в состоянии соперничать с новыми материалами для изготовления труб,а именно стеклопластиком, который является более эффективными и долговечными.

Исходя из того, что материалы для строительства промысловых трубопроводов постоянно совершенствуются, стоимость эксплуатаций трубопроводов снижается. Чтобы выбрать оптимальное материал трубы необходимо руководствоваться условиями залегания трубопровода и степени агрессивности окружающих грунтов. Поэтому с точки зрения оптимальности и эффективности, стоит использовать именно стеклопластиковые трубопроводы .

					Заключение	Лист
						128
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
2. ГОСТ Р 54560-2011 Трубы и детали трубопроводов армированных стекловолокном.
3. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость. М.: Недра, 1991г. — 287 с.
4. Александров А.В., Потапов В.Д., Державин Б.П. Сопротивление материалов.-М.:Высшая школа, 1995.-560с.
5. Балашев О.А., Кошелев А.А., Кривошеин Б.Л. Влияние различных факторов на теплообмен подземных трубопроводов с окружающей средой // Нефть и газ.-№6, 1970.-С.81-87.
6. Беляев Н.М., Рядно А.А. Методы нестационарной теплопроводности.- М.'Высшая школа, 1978.-328 с.
7. Беляев Н.М., Рядно А.А. Методы теории теплопроводностей (1-я часть).-М.: Высшая школа, 1982.-С.41-327.
8. Беляев Н.М., Рядно А.А. Методы теории теплопроводностей (2-я часть).-М.: Высшая школа, 1982.-С.42-304.
9. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы.-М. :НедраД982.-384с.
- 10.Бородавкин П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве.-М. :Недра, 1976.-270с.
- 11.Бородавкин П.П., Синюков А.М. Прочность магистральных трубопроводов.- М.:Недра, 1984.-245с.
12. Вентцель Е.С., Овчаров Л.А. Теория вероятностей и ее инженерные приложения.-М: Высшая школа, 2000.-480с.
13. Виноградов С.В. Расчет подземных трубопроводов на внешние нагрузки.-М. :Стройиздат, 1980.-152с.

		14. Ястребов А.Л. Инженерные коммуникации на вечномерзлых грунтах.- М. :Издательство литературы по строительству, 1972.-178с	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись
Разраб.	Маркаускас Ф.Ю	15. Стар Файбергласс «Методика монтажа трубопроводов с резьбовым соединением».	
Руковод.		Список используемых источников	
Консульт.			
Зав. Каф.	Бурков П.В.		
		<div> <div>Лит.</div> <div>Лист</div> <div>Листов</div> </div> <div> <div></div> <div>129</div> <div>131</div> </div>	
		НИ ТПУ гр. 2БМ5А	

16. Инструкция на проектирование, строительство, эксплуатацию и ремонт нефтепромысловых трубопроводов из стеклопластиковых труб : ВНИИСТ, 2003

16. Методические рекомендации по геохимической оценке источников загрязнения окружающей среды. – М.: ИМГРЭ, 1982. – 66 с.

17. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.

18. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.

19. ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

20. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.

15. ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01. 01.89).

16. ГОСТ 12.1.019-79. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

17. ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

18. Федеральный закон от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;

19. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

20. Игнатко В.И., Кушнир С.Я., Казакова Н.В. Эксплуатационные проблемы промысловых нефтепроводов из стеклопластиковых труб.// Сборник научных трудов: «Проблемы транспорта в Западно-Сибирском регионе России» - Тюмень: ТюмГНГУ, 2001 г.-114-117с.

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

					Список используемых источников	Лист
						130
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

СП 34-116-97- 81 страница СНиП 22-01-95 СНиП 2.02.01-83 82 страница

31. Трубопроводный транспорт нефти / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др.; Под редакцией С.М. Вайнштока: Учеб. для ВУЗов: В 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002.

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

33. Группа компаний “БИУРС”[Электронный ресурс].- Электрон. дан.(1 файл), [2010]. - Режим доступа: <http://www.biurs.com>. Свободный.- Загл. с экрана.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		131