

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Современные технологии проведения работ по строительству нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов»

УДК 622.692.4.07:624.139

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Урдаев Д.Е.		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Расчетная часть»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель кафедры ЭБЖ	Алексеев Н.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

Томск – 2016 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль

«Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

_____ Рудаченко А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2Б	Урдаеву Дмитрию Евгеньевичу

Тема работы:

«Современные технологии проведения работ по строительству нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов»

Утверждена приказом директора (дата, номер)	
---	--

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(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.).

Объектом исследования являются технологии проведения работ по строительству нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов. Работы проводятся на объектах относящихся к технологическим сооружениям повышенной опасности, требующих особых условий эксплуатации. Работы проводятся в районах крайнего Севера.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>	• изучить технологии строительства нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов; • проанализировать основные методы прокладки нефтепровода и выявить наиболее оптимальный и современный; • провести расчеты нефтепровода в условиях многолетнемерзлых грунтов
--	---

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Глызина Татьяна Святославовна
«Социальная ответственность»	Алексеев Николай Архипович

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2016
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Богданов А.Л.	к.т.н, доцент		10.02.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Урдаев Д.Е.		10.02.2016

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2Б	Урдаев Дмитрий Евгеньевич

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	
2. Направления и нормы расходования ресурсов	
3. Информация об отчислениях, ставках налогообложения, стоимости ресурсов потребления	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческой пригодности проекта	
2. Изучение деталей формирования проекта при строительстве нефтепроводов в условиях болот. Изучение вероятных рисков, и факторов, оказывающих влияние на проект.	
3. Планирование процесса строительства нефтепроводов в условиях болот. Линейно-календарный график Ганга.	
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности. Изучение основных направлений затрат. Обоснование рентабельности проекта.	

Перечень графического материала

1. Краткая информация о проекте
2. Матрица SWOT-анализа
3. График проведения и бюджет строительства нефтепровода
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности проекта.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Урдаев Дмитрий Евгеньевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2Б	Урдаев Дмитрий Евгеньевич

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	- Выявление факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс взаимодействия трудящихся с окружающей производственной средой со стороны их: -- вредных проявлений (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения); -- опасных проявлений (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы); - Определение факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс воздействия их на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) - Описание факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс возникновения чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера). - Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке	- Характеристика факторов изучаемой производственной среды, описывающих процесс взаимодействия человека с окружающей производственной средой в следующей последовательности: -- физико – химическая природа фактора, его связь с разрабатываемой темой; -- действие фактора на организм человека; -- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); -- рекомендуемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)

	2. Анализ опасных факторов проектируемой производ- енной среды в следующей последовательности: -- механические опасности (источники, средства защиты) -- термические опасности (источники, средства защиты) -- электробезопасность (в т.ч. статическое электричес – тво, молниезащита - источники, средства защиты); -- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактичес – кие мероприятия, первичные средства пожаротушения); 3. Охрана окружающей среды: - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); 4. Защита в чрезвычайных ситуациях: - перечень возможных ЧС на объекте; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 5. Правовые вопросы обеспечения безопасности: - характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
Перечень расчетного и графического материала	Расчет выбросов вредных веществ от трубопроводов в окружающую среду

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭБЖД	Алексеев Н.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Урдаев Д.Е.		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Уровень образования бакалавриат

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2016 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
09.04.2016	<i>Обзор литературы</i>	7
15.04.2016	<i>Введение</i>	13
17.04.2016	<i>Общая часть</i>	20
26.04.2016	<i>Анализ существующих технологий, техники и организаций</i>	9
30.04.2016	<i>Расчетная часть</i>	10
02.06.2016	<i>Технологическая часть</i>	10
06.06.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
10.06.2016	<i>Социальная ответственность</i>	10
13.06.2016	<i>Заключение</i>	6
14.06.2016	<i>Презентация</i>	5
	<i>Итого:</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Богданов А.Л.	к.т.н, доцент		29.10.2015 г.

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		29.10.2015 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 92 с., 7 рис., 13 табл., 23 источника.

Ключевые слова: строительство нефтепроводов, механика многолетнемерзлых грунтов, подземный нефтепровод, балластировка, траншея, балочный переход.

Объектом исследования являются современные технологии строительства нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов.

Цель работы – выявление оптимальных методов строительства нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов.

В процессе работы были тщательно изучены и описаны технологии строительства нефтепроводов, которые наиболее предпочтительны для строительства в многолетнемерзлых грунтах, достоинства и недостатки каждого.

В результате исследования технологий были отмечены наиболее малозатратные методы, благодаря которым нефтепровод имеет наиболее долгий срок эксплуатации.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, монтажные работы, очистка и защита полости трубопровода от снега и наледи, земляные работы, бурение скважин и установка свай, изоляционно – укладочные работы, закрепление и балластировка нефтепровода тепло – изоляционные работы.

Степень внедрения: Выбранные технологии строительства нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов широко применяются в практике.

Область применения: технология строительства на гибких опорах применяется и в будущем найдет широкое применение.

Экономическая эффективность/значимость работы выбранная технология строительства нефтепровода является менее затратной по сравнению с другими методами. Также технология характеризуется меньшими затратами на материалы.

					Реферат	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ABSTRACT

Final qualification work of 92 pages, 7 fig., 13 tab., 23 sources.

Keywords: construction of oil pipelines, mechanic permafrost of soil, underground oil pipeline, ballasting, trench, frame transition.

Object of research are modern technologies of construction of oil pipelines in conditions the permafrost of soil.

The work purpose – identification of optimum methods of construction of oil pipelines in conditions the permafrost of soil.

In the course of work technologies of construction of oil pipelines which the most preferable to construction in the permafrost soil, merits and demerits of everyone have been carefully studied and described.

As a result of research of technologies the most low-cost methods thanks to which the oil pipeline has the longest useful life have been noted.

Main constructive, technical and technical and operational characteristics: technology and the organization of performance of works, a preparatory work, installation works, cleaning and protection of a cavity of the pipeline against snow and frost, earthwork, well-drilling and installation of piles, izolyatsionno – laying works, fixing and ballasting of the oil pipeline warmly – insulating works.

Extent of implementation: the chosen technologies of construction of oil pipelines in conditions the permafrost of soil widely are applied in practice.

Scope: the technology of construction on flexible support is applied and in the future will find broad application.

Economic efficiency / importance of work the chosen technology of construction of the oil pipeline is less costly in comparison with other methods. Also the technology is characterized by smaller costs for materials.

					Реферат	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Обозначения и сокращения

МН – магистральный нефтепровод

БКМ – бурильно-крановая машина;

ВАУ – винтовое анкерное устройство;

ГСМ – горючесмазочные материалы;

					Обозначения и сокращения	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ОГЛАВЛЕНИЕ

Обозначения и сокращения	10
ВВЕДЕНИЕ	13
Обзор литературы.....	14
1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ	15
1.1 Физико-географическая характеристика района работ	15
1.2 Климатическая характеристика района работ	15
1.3 Физико-механические характеристики района работ	16
1.4 Краткая экономическая характеристика района работ	17
1.5 Организация строительства	17
2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ, ТЕХНИКИ И ОРГАНИЗАЦИЙ	19
3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	22
3.1 Общие данные.....	23
3.1.1 Основные исходные параметры в таблице	23
3.2 Расчет трубопровода на прочность и устойчивость.	24
3.3 Определение нагрузок действующих на трубопровод.	26
3.4 Расчет балочных переходов без компенсации продольных деформаций.....	28
3.5 Расчёт нагрузок на опоры балочных переходов без компенсации продольных деформаций.	35
3.6 Расчёт балочных переходов с компенсаторами.	37
3.7 Расчёт нагрузок на опоры балочных переходов с компенсаторами.....	39
3.7.2 Многопролётный двухконсольный балочный переход с компенсаторами.	40
3.8 Расчет компенсаторов	42
4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	46
4.1 Способы строительства нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов	46
4.2 Транспортные и разгрузочно-погрузочные работы	48
4.3 Подготовительные работы	49
4.4 Монтажные работы	51
4.5 Очистка и защита полости труб от снега и наледи	52
4.6 Земляные работы.....	53
4.7 Устройство насыпей при наземной и при надземной прокладке трубопровода на многолетнемерзлых грунтах	54
4.8 Бурение скважин и установка свай.....	55
4.9 Изоляционно – укладочные работы	56
4.10 Закрепление и балластировка трубопроводов.....	57
4.11 Тепло – изоляционные работы.....	59
4.12 Электрохимическая защита.....	60
4.12.1 Сооружение анодных заземлителей на многолетнемерзлых грунтах.....	60
4.13 Новая технология строительства нефтепровода на гибких опорах.....	60
5. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	65
5.1 SWOT - анализ приведен в таблице 5.1	65
5.1.1 Матрица SWOT	66

					Оглавление	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации.	66
5.3 Бюджет научно-технического исследования.....	69
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПРИ ПРОКЛАДКЕ НЕФТЕПРОВОДА В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ.....	72
6.1 Введение.....	72
6.2 Производственная безопасность.....	73
6.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	74
6.3.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.....	74
6.3.2 Превышение уровней шума	75
6.3.3 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	76
6.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .	
6.4.1 Электрический ток	77
6.4.2 Пожаро– и взрывоопасность	79
6.5 Экологическая безопасность.....	79
6.5.1 Воздействие на литосферу	79
6.5.2 Воздействие на атмосферу	80
6.5.3 Воздействие на гидросферу.....	81
6.5.4 Чрезвычайные ситуации	81
6.6 Безопасность труда	82
6.7 Правила пожарной охраны на опасных производственных объектах	83
6.8 Расчет выбросов вредных веществ от трубопроводов в окружающую среду.....	84
Заключение.....	88
Список литературы.....	89

ВВЕДЕНИЕ

Существенная часть территории России находится в районах распределения мерзлоты. Но в тоже время районы крайнего севера имеют большое значение в экономике нашего государства, так как там содержатся большие запасы полезных ископаемых, перерабатывающие заводы, города. Для жизнеобеспечения всего этого нужен трубопроводный транспорт.

Основная и глобальная проблема при прокладке и эксплуатации трубопроводов – низкий уровень температуры окружающей среды и в соответствии с этим, наличие мерзлого грунта. Нефтепроводы прокладываются на опорах, над поверхностью земли. Встречается прокладка на поверхности и подземная. Зимой потери тепла с поверхности трубопровода достигают максимальных значений, появляется большая вероятность того, что замерзание трубы абсолютно реально. В связи с этим трубы нужно покрывать теплоизоляцией, строить буферные котельные и т.д. В районах крайнего Севера очень тяжело приходится рабочим, которые занимаются работами по строительству трубопроводов. Трубопроводы на Севере прокладывают в связи с погодными условиями, что бы не в преддверии бурь, оползней.

Цель работы – необходимость решения проблем при строительстве магистральных нефтепроводов и выбор оптимальной технологии.

В связи с этим выбранная тема является актуальной.

В качестве примера был исследован нефтепровод на территории Ямало-Ненецкого автономного округа в Пуировском районе.

					Современные технологии проведения работ по строительству нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Урдаев Д.Е.				Введение	Лит.	Лист
Руковод.	Богданов А.Л.						Листов
Консульт.	Брусник О.В.						13
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.						90
						ТПУ гр. 2Б2Б	

Обзор литературы

При выполнении исследования были использованы следующие основные источники литературы и нормативно-правовая документация:

- П.П. Бородавкин. Подземные магистральные трубопроводы / Москва: ООО «Издательство «Энерджи Пресс», 2011. – 480 с.
- Н.Н. Карнаухов, С.Я. Кушнир, А.С. Горелов, Г.М. Долгих. Механика мерзлых грунтов и принципы строительства нефтегазовых объектов в условиях Севера: Учебник / Под. ред. Н.Н. Карнаухова – М: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз. – 2008. – с. 432 – (Серия «Высшее нефтегазовое образование»)
- Бабин Л.А, Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. «Типовые расчеты при сооружении трубопроводов»
- СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы»
- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: НПО ОБТ, 2001. 258 с.
- СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия»

					Обзор литературы	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Физико-географическая характеристика района работ

Район производства работ относится к Пуровскому району Ямало-Ненецкого автономного округа. Нефтепровод проходит близ поселка Пурпе, находящийся недалеко от реки Пякупур, в 16 км от города Губкинский, 200 км от северного полярного круга в северо-восточной части Западно-Сибирской равнины. Пуровский района находится лесотундровой зоне. Район получил такое название от реки Пур. В переводе с ненецкого языка «Пур» – это огромная, бурлящая река. Река разделяет район на две части. По протяженности с юга на север около 600 километров. По площади район значится порядка 110 тысяч км².

Сам по себе район уникальный. Как говорили первопроходцы «Край суровый и богатый весьма». В лесотундре много зверя числящегося в Красной книге. Реки и озера полны изобилием рыбы. Спустя несколько веков к этому перечню добавились огромные запасы нефти и газа, что и поспособствовало дальнейшему развитию этого края. В 1965 году начало развитие отрасли нефти и газа, что привело к строительству городов и селений, железных и автомобильных дорог, нефтепроводов, газопроводов, огромных предприятий, работающих на основе новых технологий по переработке сырья.

1.2 Климатическая характеристика района работ

Пуровский район находится в зоне резко-континентального климата, температура воздуха в январе в среднем варьируется -26;-27 °С, летом в частности в июле примерно +20 °С. В год примерно выпадает до 508 мм осадков.

Температура среднегодовая окружающей среды – -4 °С

					Современные технологии проведения работ по строительству нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Урдаев Д.Е.				Общая часть	Лит.	Лист
Руковод.	Богданов А.Л.						Листов
Консульт.	Брусник О.В.						15
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.						90
						ТПУ гр. 2Б2Б	

Относительная влажность воздуха – 77,0 %

Средняя скорость ветра – 3,1 м/с

Температура замеченная самая низкая- -62 °С (в 2006 году)

Температура самая высокая +42 °С.

1.3 Физико-механические характеристики района работ

Главный основной компонент многолетнемерзлых грунтов является лед. Он является четвертым дополнением к трем составляющим из которых образуются талые грунты. Многолетнемерзлые грунты – это своего рода четырехфазная система, состоящая из твердых частиц, незамерзшей воды, воздуха или иного газа и собственно лед. Характеристики мёрзлых грунтов в некоторой степени зависят от содержания в них незамерзшей воды и свойства льда. На основе проделанных опытов и исследований И.А. Цытович в 1945 году сделал заключение основных принципов механики многолетнемерзлых грунтов: «Количество, состав и свойства незамерзшей воды и льда, содержащихся в мерзлых грунтах, не остаются постоянными, а изменяются с изменением внешних воздействий, находясь в динамическом равновесии с последними». На основе этого принципа можно сделать вывод, что имеется зависимость между количеством незамерзшей воды в грунте и температурой: при увеличении температуры мерзлого грунта, количество льда в нем соответственно уменьшается, а количество воды в нем возрастает, и наоборот. Еще было замечено что количество незамёрзшей воды в грунте зависит от давления. При повышении давления количество воды в грунте увеличивается. Для оценки физического состояния грунта с при помощи эксперимента определяют его основные характеристики:

- плотность мерзлого грунта
- плотность твердых частиц
- весовую влажность грунта
- весовое содержание незамерзшей воды

					Общая часть	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.4 Краткая экономическая характеристика района работ

ЯНАО - один из богатейших регионов Российской Федерации. Устойчивое развитие в плане экономики нашей страны обеспечивается за счет работы обширного нефтегазового производства ЯНАО. В сфере экономики Ямало-Ненецкий автономный округ представлен следующими видами экономической деятельности: промышленность, строительство, сфера торговли, связь, транспорт, лесное и сельское хозяйство.

Большое значение в экономике ЯНАО – приходится на промышленность, оно заключается в добыче полезных ископаемых, перерабатывающим производством, производство электроэнергии, воды, газа. На строительство приходится 13% от всего оборота предприятий(142,4 млрд. рублей), на долю торговой сферы – 16%(173,9 млрд. рублей), транспорт и связь всего – 6%. 3% приходится на долю сельского и лесного хозяйства и другие малозначительные виды экономической деятельности.

На территории Пуровского района работают одни из ведущих компаний ПАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть» , ОАО «АК «Транснефть».

1.5 Организация строительства

Перебазировка строительной техники на участок проведения работ осуществляется в основном железнодорожным транспортом. По территории района проложена железнодорожная магистраль «Тюмень - Новый Уренгой».

Кроме этого материалы и техника доставляются из близ расположенных поселков и городов. Так же немало важное значение имеет авиация. На вертолетах доставляют в труднодоступные места оборудование и материалы необходимые для строительства нефтепровода. Рабочие проживают на базе в специализированных жилых вагонах. В основном у них график работы вахтовый.

					Общая часть	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Твердые и жидкие бытовые отходы и строительный мусор вывозятся на специализированный полигон.

Медицинское обслуживание работающих производится за счет медицинского персонала, который находится на жилой базе. Строительная бригада должна быть обеспечена аптечкой с первичными средствами оказания помощи, медикаментами и перевязочными материалами

					Общая часть	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ, ТЕХНИКИ И ОРГАНИЗАЦИЙ

Протяженность прокладываемых нефтепроводов составляет большие тыс.км, в Пуровском районе в основном прокладка нефтепроводов осуществляется в условиях многолетнемерзлых грунтов.

В процентном отношении длина прокладываемых нефтепроводов над землей составляет более 70 % от общей длины нефтепровода, т.к. мерзлый грунт является опорой для фундамента. [1]

Нефтертранспортная система развивалась в основном в 70-80-е гг. прошлого века. Средний возраст нефтепроводов составляет 20 лет, это довольно немалый возраст, но учитывая условия пролегания нефтепроводов, существует ряд опасностей которые могут привести к существенным потерям.

Если трубопровод прокладывают под землей, то главную опасность представляет появление вокруг нефтепровода частей оттаивания грунта. Большие части подземного льда при таянии дают провалы и влекут за собой просадку грунта. Без различных инженерных мероприятий это может привести к дефектам нефтепровода и выбросу нефтепродуктов за пределы трубы. Оттаивание может быть и опасно для других объектов, расположенных близ трубы: дороги, линии электропередач и др.

Наиболее лучший способ решения инженерных мероприятий – это компьютерное моделирование. Для этого необходимо добиться наилучшей точности расчетов теплового воздействия нефтепровода на многолетнемерзлый грунт. Что бы добиться точности, нужно предусмотреть ряд критических для нефтепровода факторов. [1]

					Современные технологии проведения работ по строительству нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Урдаев Д.Е.			Анализ существующих технологий, техники и организаций				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Богданов А.Л.									19	90	
Консульт.		Брусник О.В.							ТПУ гр. 2Б2Б				
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.											

- геометрия моделируемого нефтепровода
- разнохарактерный геологическое строение грунта с повторно – жильными льдами
- в течении фазовых превращений изменение тепловых и физических свойств грунтов
- скорость оттаивания и промерзания
- метеорологические условия во времени
- теплоизоляция
- тип и толщина теплоизоляционного покрытия
- температура и скорость перекачиваемой по нефтепроводу сырья
- конструкция траншей, в которой залегает нефтепровод

Для решения этих задач помогает программа Frost 3D Universal от компании Simmakers, она прогнозирует места оттаивания грунта вокруг нефтепровода с учетом всех вышенаписанных условий.

Прокладка нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов осуществляется над землей и под землей. У этих двух способов есть свои достоинства и недостатки. Нефтепровод подземный как уже говорилось входит в теплообмен с грунтом. Существуют современные теплоизолирующие материалы, они способны всего лишь снизить скорость теплового взаимодействия, но полностью остановить этот процесс невозможно. Тем более по истечении времени теплоизолирующие свойства материала ухудшаются.

Прокладка над землей, полностью искореняет проблему теплообмена нефтепровода с многолетнемерзлым грунтом. В качестве фундамента применяются сваи с криоанкерами, при помощи них решается проблема оттаивания и замерзания грунта. При присутствии хладагента, который находится внутри свай, в холодное время года происходит процесс промораживания грунта, в результате образуется лед, который обладает огромной несущей способностью. Количество этого льда значителен, его хватает чтобы в летнее время года не произошло их оттаивание и соблюдалась несущая способность по проекту. [2]

					Анализ существующих технологий, техники и организаций	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Конструкции некоторых опор позволяют стальной оболочке перемещаться в продольных и поперечных направлениях.

Конечно, надземная прокладка имеет очень большие достоинства по сравнению с подземной, но она имеет и значительные отрицательные стороны.

Во-первых высокая стоимость, во – вторых сложность монтажа. При прокладке над поверхностью земли, нефтепровод окупается намного дольше чем нефтепровод с подземной прокладкой.

					Анализ существующих технологий, техники и организаций	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

Огромная роль в трубопроводном транспорте при доставке углеводородов на предприятия и заводы, и в страны СНГ очевидна. Магистральный трубопроводный транспорт – это очень важная часть топливного комплекса Российской Федерации. На нашей территории имеется огромная сеть магистральных трубопроводов, протяженных по территории РФ достигает 230 тысяч километров. При помощи магистрального трубопроводного транспорта эксплуатируются 99% добытой нефти. При прокладке магистральных трубопроводов в соответствии с СНиП 2.05.06-85*положено использовать прокладку над землей. Такая прокладка может обуславливаться и применяться как для основного магистрального трубопровода, так и для его отдельных участков. При пересечении под землей магистральной трубой преград разного рода применяют балочные схемы прокладки. Балочные переходы в отличие от подземных участков испытывают лишние нагрузки от своего веса, веса углеводорода, снега, ветра. В связи с вышесказанным необходимо строительство нефтепроводов и перед этим провести расчет. Как пример произведем расчет балочного перехода. [1]

					Современные технологии проведения работ по строительству нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Урдаев Д.Е.				Расчетная часть	Лит.	Лист
Руковод.	Богданов А.Л.						Листов
Консульт.	Брусник О.В.						22
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.						90
						ТПУ гр. 2Б2Б	

3.1 Общие данные

3.1.1 Основные исходные параметры в таблице

Таблица 2

	Ед. изм.	Значение
Категория трубопровода		III
Плотность перекачиваемого продукта	ρ , кг/м ³	780
Высота перехода над поверхностью земли	z, м	7
Нормативное значение снегового покрова для района строительства	$R_{сп}$, Н/м ²	800
Толщина слоя гололеда в зависимости от района строительства	b, мм	15
Нормативное значение ветрового давления в зависимости от района строительства	W_0 , Н/м ²	170
Температурный перепад	Δt , °C	-50 +20
Продукт перекачки		нефть
Рабочее давление	P, МПа	6,4
Наружный диаметр	D_H , мм	1220
Номинальная толщина стенки	δ , мм	14,5
Марка стали		12ГСБ
Временное сопротивление	R_{1H} , МПа	550
Предел текучести	R_{1H} , МПа	380
Коэффициент надёжности по материалу	K_1	1,4

3.2 Расчет трубопровода на прочность и устойчивость.

3.2.1 Расчёт толщины стенки трубопровода.

Согласно СНиП 2.05.06-85* толщина стенки определяется по формуле:

$$\delta = \frac{n_p D_n P}{2(R_1 + n_p P)} = \frac{1,1 * 6,4 * 1220}{2 * (336,73 + 1,1 * 6,4)} = 12,5 \text{ мм. (1)}$$

где: n_p – коэффициент надёжности, зависящий от внутреннего рабочего давления в трубопроводе, определяемый по СНиП 2.05.06-85* (таблица №13)

P - нормативное (внутреннее) рабочее давление, Па

D_n – наружный диаметр трубопровода, м

R_1 - нормативное сопротивление металла сварных соединений трубопровода растяжению (сжатию) и изгибу.

Вследствие небольшого увеличения толщины стенки для большей прочности, выбираем близкое, большее значение из предложенного диапазона значений. Следовательно толщину стенки δ принимаем равной 12,5 мм.

3.2.2 Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 следует определять по формулам:

R_1 – расчётное или допустимое сопротивление основного металла трубы и сварных кольцевых соединений растяжению (сжатию и изгибу) по времени сопротивлению, Па.

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H} = \frac{550 * 0,90}{1,4 * 1,05} = 336,73 \text{ (2)}$$

где: R_1^H - нормативное сопротивление металла трубопровода сварных соединений растяжению (сжатию) и изгибу

m – коэффициент условной работы, определяемый по СНиП 2.05.06-85*

					Расчетная часть	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

k_1 - коэффициент надёжности по материалу, который учитывает качество материала труб с учётом реальной технологии их изготовления, допусков на толщины стенок и степени контроля сварных соединений, принимается по СНиП 2.05.06-85*

k_H – коэффициент надёжности по назначению трубопровода, учитывающий внутреннее избыточное давление, диаметр трубопровода и его назначение, согласно СНиП 2.05.06-85*

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H} = \frac{380 * 0,90}{1,15 * 1,05} = 283,22 \text{ МПа (3)}$$

k_2 – коэффициент надёжности по материалу ,учитывающий способ изготовления и его прочностные характеристики, прямо – и спирально шовных труб из малоуглеродистой и низколегированной стали, принимается согласно СНиП 2.05.06-85* .

k_H – коэффициент надёжности по назначению трубопровода, учитывающий внутреннее избыточное давление, диаметр трубопровода и его назначение.

R_2^H - нормативное сопротивление металла трубы и сварных соединений растяжению (сжатию и изгибу)

m – коэффициент условной работы, принимается согласно СНиП 2.05.06-85*

3.2.3 Внутренний диаметр магистрального нефтепровода находится разностью данных.

$$D_{BH} = D_H - 2\delta = 1220 - (2 * 12,5) = 1195 \text{ мм.} = 1,195 \text{ м. (4)}$$

$$R_{cp} = \frac{D_{BH}}{2} = \frac{1195}{2} = 597,5 \text{ мм. (5)}$$

3.2.4 Площадь поперечного сечения трубопровода.

$$S_{CT} = \frac{\pi}{4} (D_H^2 - D_{BH}^2) = 0,785 * (1,4884 - 1,4280) = 0,047 = 0,047 \text{ м}^2 (6)$$

3.2.5. Осевой момент инерции поперечного сечения трубопровода.

					Расчетная часть	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$J = \frac{\pi}{64} (D_H^4 - D_{BH}^4) = 0,049 * (2,215334 - 2,039255) = 0,00862785 = 0,00863 \text{ м}^4 (7)$$

3.2.6 Момент сопротивления сечения трубопровода.

$$W_s = \frac{\pi}{32} * \frac{(D_H^4 - D_{BH}^4)}{D_H} = 0,098 * \frac{0,17607}{1,22} = 0,01414405 = 0,01414 \text{ м}^3 (8)$$

3.3 Определение нагрузок действующих на трубопровод.

По СНиП 2.05.06 – 85* при расчётах магистральных трубопроводов должны учитываться нагрузки и воздействия, возникающие при их сооружении, испытании и эксплуатации. Нагрузки и воздействия, а также вызываемые ими усилия и напряжения, установленные нормативными документами на основании статического анализа называются нормативными. Расчётные значения нагрузок и воздействий определяются умножением нормативных величин на коэффициент надёжности по нагрузке, учитывающий возможные отклонения их в неблагоприятную сторону. Основные положения и правила определения нагрузок и воздействий а также их сочетаний устанавливаются в СНиП 2.01.07 – 85*. В зависимости от продолжительности действия нагрузок различают нагрузки постоянные и временные (длительные, кратковременные и особые нагрузки). К постоянным относятся нагрузки и воздействия, действующие в течение всего срока строительства и эксплуатации трубопровода.

3.3.1 Нагрузка от собственного веса металла трубы.

$$q_m = n_t * p_{ст} * g * \frac{\pi}{4} * (D_H^2 - D_{BH}^2) = 1,1 * 7,85 * 10^3 * 9,8 * 0,785 * (1,4884 - 1,4280) = 4012,31 \text{ Н/м} (9)$$

где: $p_{ст}$ – плотность стали;

n_t – коэффициент надёжности по нагрузке от массы трубопровода;

					Расчетная часть	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

g – ускорение свободного падения;

3.3.2 Нагрузка от собственного веса изоляции определена руководящими документами и равна 10 % от массы трубопровода.

$$q_{\text{изол}} = 4012,31 * 10\% = 401,231 \text{ Н/м.} (10)$$

Временными называются нагрузки и воздействия, которые в отдельные периоды строительства и эксплуатации могут отсутствовать.

К длительным временным нагрузкам и воздействиям относятся:

3.3.3 Нагрузка от веса продукта, находящегося в трубопроводе.

$$q_{\text{пр}} = \rho_{\text{пр}} * g * \frac{\pi}{4} * D_{\text{вн}}^2 = 780 * 9,8 * \frac{3,14 * 1,4280^2}{4} = 8290,23 \text{ Н/м.} (11)$$

где: $\rho_{\text{пр}}$ – плотность продукта;

g – ускорение свободного падения.

3.3.4 Полное нормативное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия.

$$q_{\text{сн}} = n_{\text{с}} * q_{\text{сн}}^{\text{н}} = n_{\text{с}} * [p_{\text{с}}^{\text{н}} * B_r] = 1,4 * [480 * 1,14] = 766,8 \text{ Н/м.}$$

$$p_{\text{с}}^{\text{н}} = P_{\text{сн}}^{\text{н}} * C_c = 1200 * 0,4 = 480 \text{ Н/м.} (12)$$

$$B_r = 0,77 * D_{\text{н}} = 0,77 * 1,22^2 = 1,14 \text{ м.} (13)$$

Для одиночно прокладываемого трубопровода коэффициент перехода от веса снегового покрова на единицу поверхности земли к снеговой нагрузке на единицу поверхности трубопровода C_c принимается равным 0,4. (СНиП 2.05.06-85*)

					Расчетная часть	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

C_c – коэффициент перехода от веса снегового покрова на 1 единицу поверхности земли к весу снегового покрова на одну единицу площади на уровне прокладки трубопровода;

n_c - Коэффициент надежности по нагрузке для снеговой нагрузки (в соответствии со СНиП 2.05.06-85*) следует принимать равным 1,4;

B_r – ширина горизонтальной проекции надземного трубопровода на которой возможно образование снегового покрова;

p_c^H = нормативное значение веса снегового покрова на 1м^2 горизонтальной поверхности на уровне прокладки трубопровода;

p_{cn}^H - нормативное значение веса снегового покрова на 1м^2 горизонтальной поверхности земли, принимаемое по СНиП 2.01.07-85* в зависимости от района строительства

3.3.5 Ветровая нагрузка.

$$q_{\text{вет}} = n_{\text{вет}} * (q_c^H + q_q^H) * D_H = 1,2 * (56,12 + 65,039) * 1,22 = 177,37 \text{ Н/м. (14)}$$

$q_{\text{вет}}$ – ветровая нагрузка на трубопровод, действующая в горизонтальной плоскости, перпендикулярно к его оси,

$n_{\text{вет}}$ – коэффициент надёжности по ветровой нагрузке.

q_c^H – нормативное значение статической составляющей (обусловленной средней скоростью ветра) ветрового давления на трубопровод:

q_q^H – нормативное значение динамической составляющей (обусловленной пульсацией ветрового потока) ветрового давления на трубопровод

3.4 Расчет балочных переходов без компенсации продольных деформаций

При пересечении трубопроводами мелких рек, балок, оврагов и других естественных препятствий используются надземные балочные переходы, которые в конструктивном отношении могут выполняться одно- или

					Расчетная часть	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

многопролётными, с компенсирующими устройствами и без установки компенсаторов. Наиболее экономичными конструктивными схемами являются одно- и многопролётные. (числом пролётов не более 4 надземные балочные переходы без компенсации продольных деформаций). Самокомпенсация продольных деформаций от изменения температуры, внутреннего давления, просадок опор и т.д. в таких системах прокладки за счёт дополнительных прогибов трубопровода в вертикальной плоскости и сжатия материала труб.

3.4.1 Определение длины перекрываемого пролёта.

$$q_{\text{тр}} = q_{\text{м}} + q_{\text{пр}} + q_{\text{сн}} + q_{\text{изол}} = 4012,31 + 8290,23 + 766,08 + 401,231$$

$$= 13469,85 \frac{\text{Н}}{\text{м}}. (15)$$

$$L_{\text{max}} = \sqrt{\frac{12 * W * (R_2 - \sigma_{\text{пр.р}})}{q_{\text{тр}}}} \sqrt{\frac{12 * 0,010 * (283,22 - 95,6)}{13469,85}} = 40,20 (16)$$

Где $\sigma_{\text{пр.р}}$ – расчётные продольные напряжения от действия внутреннего давления, определяемые для заземленного трубопровода по формуле:

$$\sigma_{\text{пр.р}} = n_{\text{р}} * \sigma_{\text{пр.р}}^{\text{н}} * \xi * \delta_{\text{кц}}^{\text{н}} = n_{\text{р}} * \xi * \left(\frac{P * D_{\text{вн}}}{2 * \delta} \right) = 1,1 * 0,3 * \left(\frac{6,4 * 1195}{2 * 12,5} \right)$$

$$= 95,6 \text{ МПа}. (17)$$

3.4.2 Определение количества опор.

$$n = \frac{L_{\text{н}}}{L_{\text{max}}} = \frac{150}{40,20} = 3,73 - \text{соответственно 4 пролета} (18)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

$$L_M = \frac{150}{4} = 37,5 \text{ м. (19)}$$

3.4.3 Соответствующая стрела прогиба, вызванная расчётной нагрузкой.

$$f_q = \frac{q_{\text{тр}} * l^4}{384 * E * J} = \frac{13469,85 * 37,5^4}{384 * 2,06 * 10^5 * 0,0052} = 63,65 \text{ мм. (20)}$$

где: E модуль упругости, данный $2,06 \cdot 10^5$ МПа.

3.4.4 Продольное усилие, действующее в трубопроводе.

$$\Delta t = -50; +20^\circ\text{C}$$

$$N_1 = \mu * \sigma_{\text{кц}} * \frac{\pi}{4} * (D_H^2 - D_{\text{вн}}^2) = 0,3 * 288,95 * 0,785 * (1,4884 - 1,4280) = 4,63 \text{ МН. (21)}$$

$$N_2 = \alpha_t * E * \frac{\pi}{4} * (D_H^2 - D_{\text{вн}}^2) * \Delta t = 1,2 * 10^{-5} * 2,06 * 10^5 * 0,785 * (1,4884 - 1,4280) * 42 = 5,86 \text{ МН (22)}$$

α_t – коэффициент линейного расширения металла трубы, имеющий единицы измерения [град -1] а также [1 /°C];

$$\Delta t = +20^\circ\text{C}$$

$$N = N_1 - N_2 = 4,63 - 5,86 = -1,23$$

$$\Delta t = -50^\circ\text{C}$$

$$N = N_1 + N_2 = 4,63 + 5,86 = 10,49 \text{ (23)}$$

3.4.5 Критическая сила Эйлера.

					Расчетная часть	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$N_{кр} = \frac{\pi^2 * E * J}{(\eta * l)^2} = - \frac{9,86 * 2,06 * 10^5 * 0,0052}{(0,7 * 37,5)^2} = -15,33 \text{ мм. (24)}$$

η – свободная длина рассматриваемого перехода:
при одном пролёте $\eta = 0,6$; при двух и более $\eta = 0,7$.

3.4.6 Проверка.

$$|N| \leq |N_{кр}|$$

$$\Delta t = +20^\circ\text{C}$$

$$|1,23| \leq |15,33| \text{ – условие выполняется}$$

$$\Delta t = -50^\circ\text{C}$$

$$|10,49| \leq |15,33| \text{ – условие выполняется}$$

3.4.7 Расчёт коэффициента ξ .

$$\xi = \frac{N}{N_{кр}},$$

$$\Delta t = +20^\circ\text{C}$$

$$\xi_1 = \frac{N}{N_{кр}} = \frac{-1,23}{-15,33} = 0,08$$

$$\Delta t = -50^\circ\text{C}$$

$$\xi_2 = \frac{10,49}{-15,32} = -0,68 \quad (25)$$

При $\xi > 0$, когда усилие N отрицательное (сжимающее), фактическая стрела прогиба под действием этого усилия увеличивается по отношению к f_q .

					Расчетная часть	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При $\xi < 0$, когда усилие N положительное (растягивающее), фактическая стрела прогиба под действием этого усилия уменьшается по отношению к f_q .

3.4.8 Фактическая стрела прогиба.

$$\Delta t = +20^{\circ}\text{C}$$

$$f_{\phi} = \frac{f_q}{(1 - \xi)} = \frac{67,04}{(1 - 0,08)} = 72,86 \text{ мм.}$$

$$\Delta t = -50^{\circ}\text{C}$$

$$f_{\phi} = \frac{f_q}{(1 - \xi)} = \frac{67,04}{(1 + 0,68)} = 39,9 \text{ мм. (26)}$$

3.4.9 Изгибающий момент в наиболее напряжённом опорном сечении.

$$M_1 = \frac{-q_{\text{тр}} * l^2}{12} = \frac{13241,27 * 1406,25}{12} = -1,551 \text{ МН * м. (27)}$$

3.4.10 Изгибающий момент от действия продольной силы.

$$\Delta t = +20^{\circ}\text{C}$$

$$M_2 = N * f_{\phi} = (-1,23) * 0,072 = -0,08856 \text{ МН * м.}$$

$$\Delta t = -50^{\circ}\text{C}$$

$$M_2 = N * f_{\phi} = 10,49 * 0,0551 = 0,577 \text{ МН * м. (28)}$$

3.4.11 Суммарный изгибающий момент.

$$\Delta t = +20^{\circ}\text{C}$$

$$M = M_1 - M_2 = -1,551 - 0,08856 = -1,63956 \text{ МН * м.}$$

$$\Delta t = -50^{\circ}\text{C}$$

					Расчетная часть	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$M = M_1 + M_2 = -1,551 + 0,3943 = -1.1567 \text{ МН} \cdot \text{м}. \quad (29)$$

3.4.12 Продольные напряжения.

$$\Delta t = +20^\circ\text{C}$$

$$\sigma_{\text{пр}} = \frac{N}{F} + \frac{M}{W_s} = \frac{-1,23}{0,44} + \frac{-1,63}{0,01633} = -170,27 \text{ МПа}.$$

$$\Delta t = -50^\circ\text{C}$$

$$\sigma_{\text{пр}} = \frac{N}{F} + \frac{M}{W_s} = \frac{10,49}{0,44} + \frac{-1,15}{0,01633} = -102,13 \text{ МПа}. \quad (30)$$

Проверка прочности и устойчивости трубопроводов

Проверку на прочность надземных трубопроводов следует производить из условия:

$$|\sigma_{\text{пр}}| \leq \psi_4 R_2$$

Вместо ψ_4 допускается коэффициент ψ_3 .

ψ_3 — коэффициент, учитывающий двухвостное напряжённое состояния металла труб.

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\frac{\sigma_{\text{кц}}^H}{m}}{0,9 * K_H * R_2^H} \right)^2} - 0,5 * \frac{\frac{\sigma_{\text{кц}}^H}{m}}{0,9 * K_H * R_2^H} = 0,694181. \quad (31)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

В соответствии со СНиП 2.05.06-85* допускается в выражении вместо коэффициента ψ_4 принимать коэффициент ψ , при растягивающих продольных напряжениях принимается равным единице.

$$\sigma_{np}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t \pm \frac{ED_{н}}{2\rho}, \quad (32)$$

где: δ – коэффициент Пуассона;

α – коэффициент линейного расширения металла трубы, град-1;

E – модуль упругости материала трубы, МПа;

t – расчётный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С;

r – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, м.

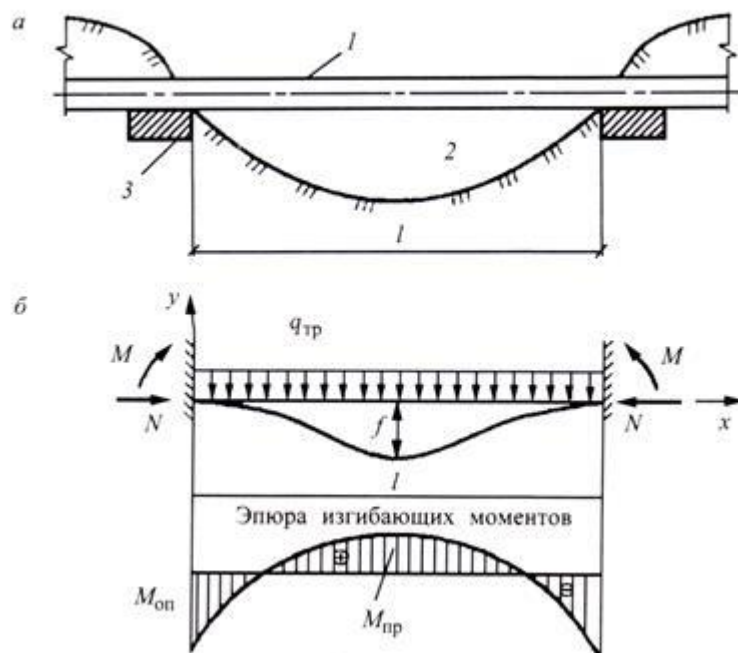
$$\sigma_{np}^H = 16.1 \text{ МПа.}$$

3.4.13 Проверка.

$$S_{np}^H = \xi_1 * \frac{P * D_{вн}}{2 * \delta} = 0,07 * \frac{6,4 * 1195}{2 * 12.5} = 22,14 \text{ МПа. (32)}$$

					Расчетная часть	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.5 Расчёт нагрузок на опоры балочных переходов без компенсации продольных деформаций.



Однопролётный балочный переход без компенсации продольных деформаций:

а – конструкция перехода; б – расчетная схема; 1 – трубопровод; 2 – овраг; 3 – опорная плита

3.5.1 Плита воспринимает нагрузку.

$$N_{\text{верт.}} = R$$

$$R = \frac{q_{\text{тр}} * l_{\text{м}}}{2} = \frac{13241,27 * 37,5}{2} = 248,27 \text{ кН. (34)}$$

3.5.2 Нагрузка на опорную плиту.

$$N_{\text{верт1.}} = R$$

$$R_1 = \frac{q_{\text{тр}} * l_{\text{м}}}{2} = \frac{13241,27 * 37,5}{2} = 248,27 \text{ кН.}$$

3.5.3 Нагрузка на продольно-подвижные опоры.

$$N_{\text{верт.2}} = R_2 = q_{\text{тр}} * l_m = 13241,27 * 37,5 = 496,5 \text{ кН. (35)}$$

$$N_{\text{горизонт}} = N_b * N_{\text{rf}} = q_{b1} + 0,001 * (N_t + N_p) = 71,2 \text{ кН. (36)}$$

где N_b - усилие от ветровой нагрузки действующее на опору перпендикулярно оси трубопровода

N_{rf} - усилие возникающее перпендикулярно оси трубопровода вследствие его отклонения в плане от прямой линии. (принимается равным 0,01 от величины продольного усилия);

N_p - продольные усилия в трубопроводе, возникающие от изменения внутреннего давления;

N_t - продольные усилия в трубопроводе, возникающие от изменения температуры.

Расчётные значения сжимающих или растягивающих напряжений σ_t и усилия N_t вдоль оси трубы от воздействия изменения температуры без компенсации температурных деформаций в продольном направлении определяется по формулам:

$$N_t = \sigma_t * F \text{ (37)}$$

$$S_t = E * \sigma_t * \Delta t \text{ (38)}$$

$$\Delta t = +20^\circ\text{C}$$

$$S_t = 2,06 * 10^5 * 1,2 * 10^{-5} * 42 = 106,8 \text{ МПа.}$$

$$N_t = 106,8 * 0,44 = 52,1 \text{ МН.}$$

$$\Delta t = -50^\circ\text{C}$$

$$S_t = 2,06 * 10^5 * 1,2 * 10^{-5} * (-42) = -106,8 \text{ МПа.}$$

					Расчетная часть	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$N_t = (-121,13) * 0,44 = -52,36 \text{ МН.}$$

3.5.4 Расчётные значения продольных растягивающих напряжений S_p и усилия N_p от расчётного внутреннего давления газа, нефти или нефтепродуктов.

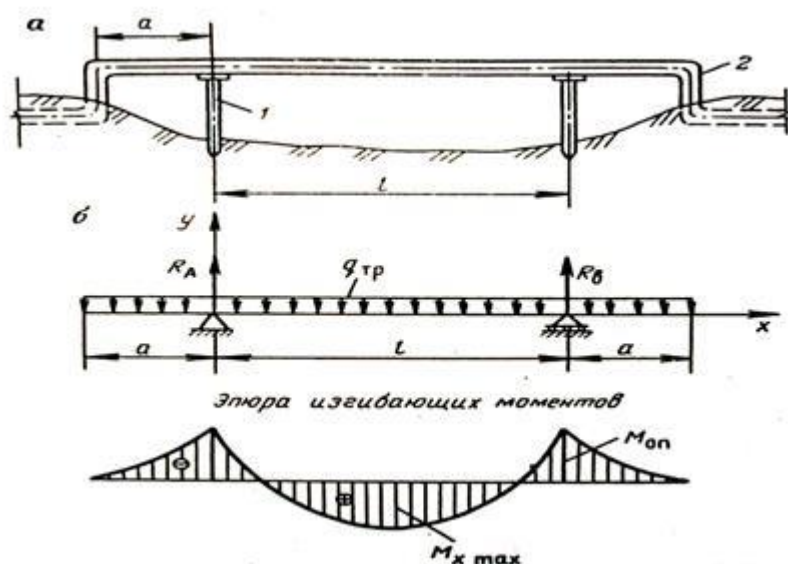
$$N_p = \sigma_p * F = 144,47 * 0,44 = 70,08 \text{ (39)}$$

$$S_p = \xi * \sigma_{кц} = 0,5 * 288,95 = 144,47 \text{ (40)}$$

$\xi = 0,5$ для прямолинейных балочных и висячих систем при наличии самокомпенсации продольных деформаций, а также для арочных систем.

3.6 Расчёт балочных переходов с компенсаторами.

Однопролётный балочный переход:



Конструкция и расчётная схема переходов

a – конструкция перехода; *б* – расчетная схема; 1 – опора; 2 – компенсатор.

					Расчетная часть	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оптимальной является конструкция, в которой максимальный изгибающий момент в середине пролёта ($M_{\text{х max}}$) и момент на опоре ($M_{\text{оп}}$) равны по абсолютной величине (по модулю). Это достигается в случае, когда длина консоли $a=0,354\ell$.

3.6.1 Максимально допустимый пролёт из условия прочности.

$$l_{\text{м}} = \sqrt{\frac{16 \cdot |M|}{q_{\text{тр}}}} = \sqrt{\frac{16 \cdot 1,76}{13241,27}} = 21,26 \text{ м. (41)}$$

$|M|$ -допустимый изгибающий момент.

$$M = W_s \cdot [\sigma_{\text{пр.и}}] = 0,01633 \cdot 131,78 = 1,34 \text{ МН} \cdot \text{м. (42)}$$

3.6.2 Продольные напряжения от действия внутреннего давления являются растягивающими.

$$[\sigma_{\text{пр.и}}] = R_2 - \sigma_{\text{пр.и}} = 283,22 - 175,01 = 108,21 \text{ МПа. (43)}$$

3.6.3 Максимальный прогиб в середине пролётов.

$$f_q = \frac{2 \cdot q_{\text{тр}} \cdot l^4}{384 \cdot E \cdot J} = \frac{2 \cdot 13241,27 \cdot 37,5^4}{384 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 0,0052} = 12,7 \text{ м. (44)}$$

Если по условиям эксплуатации задаётся максимально допустимый прогиб в середине пролёта f , то допустимую длину пролёта определяют.

$$l_{\text{м}} = \sqrt{\frac{|f| \cdot 384 \cdot E \cdot J}{2 \cdot q_{\text{тр}}}} = \sqrt{\frac{12,7 \cdot 384 \cdot 2,06 \cdot 10^5}{2 \cdot 13241,27}} = 194,76 \text{ м. (45)}$$

Из двух рассчитанных значений выбираем наименьшее.

Длину консоли определяют как $a = 0,354\ell$, следовательно, $a = 0,354 \cdot 21,2 = 7,52$

					Расчетная часть	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$l_{\max} + 2a = 194,76 + 2 * 7,52 = 209,81 \text{ м.}$$

Изгибающие моменты $M_{x \max}$ и M_{on} .

$$M_{x \max} = M_{on} = \frac{q_{\text{тр}} * l^4}{16} = \frac{13241,27 * 21,26^2}{16} = 3,74 \text{ МН * м. (46)}$$

3.7 Расчёт нагрузок на опоры балочных переходов с компенсаторами.

3.7.1 Однопролётный переход:

Вертикальная составляющая рассчитывается по формуле.

$$N_{\text{верт}} = q_{\text{пр}} * \left(\frac{l_m}{2} + a \right) = 13241,27 * (10,63 + 7,52) = 240,329 \text{ кПа * м. (47)}$$

Горизонтальная составляющая рассчитывается по формуле.

$$N_{\text{гор}} = q_{\text{вет}} * \left(\frac{l_m}{2} + a \right) = 177,37 * (10,63 + 7,52) = 3,219 \text{ кПа * м. (48)}$$

Продольная составляющая рассчитывается по формуле:

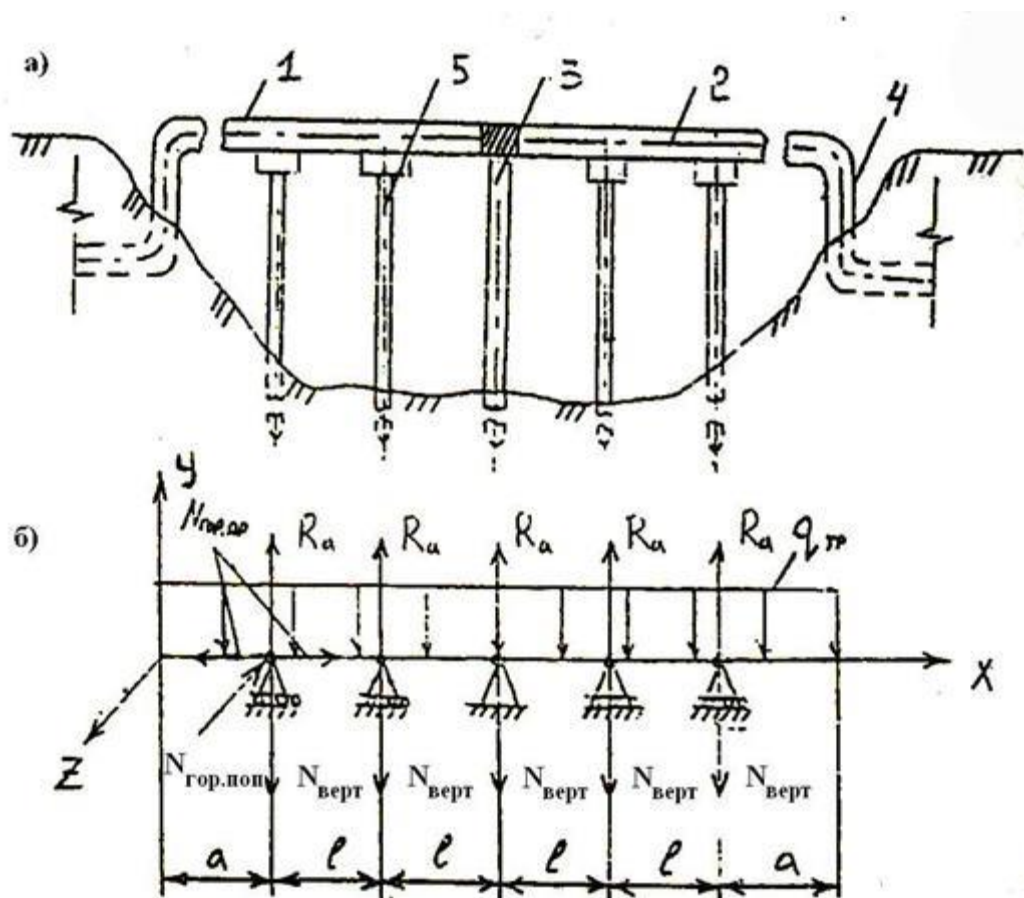
$$N_{\text{гор.прод.}} = N_{\text{верт}} * f_{\text{тр}} = 240,329 * 0,3 = 72,0987 \text{ кПа * м. (48)}$$

В зависимости от вида опор коэффициент трения $f_{\text{тр}}$ может принимать различные значения:

При скользящих опорах при трении о сталь $f_{\text{тр}} = 0,3-0,5$, примем 0,3.

					Расчетная часть	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.7.2 Многопролётный двухконсольный балочный переход с компенсаторами.



Многопролётный балочный переход с компенсаторами:

a – конструкция перехода; б – расчетная схема; 1 – консоль; 2 – трубопровод; 3 – неподвижная опора; 4 – компенсатор; 5 – продольно-подвижные опоры.

Конструкция и расчётная схема перехода определяют дальнейшие расчёты.

Максимальный изгибающий момент в середине крайних пролётов и момент на крайних опорах равны между собой по абсолютной величине при длине консоли $a=0,408l$. Максимальный допустимый пролёт исходя из условия прочности вычисляется по формуле:

$$L_M = \sqrt{\frac{12 * W * (R - \sigma_{пр.р})}{q_{тр}}} = 46,2 \text{ м. (49)}$$

Максимальный изгибающий момент в пролёте и изгибающий момент на опоре рассчитываются по формулам:

$$M_{x \max} = \frac{q_{тр} * l^4}{24} = \frac{13241,27,56 * (37,5)^2}{24} = 0,775 \text{ МН * м.}$$

$$M_{x \max} = \frac{q_{тр} * l^4}{12} = \frac{13241,27 * (37,5)^4}{12} = 0,218 \text{ МН * м. (50)}$$

Длина пролёта с учётом консоли будет равна:

$$l_n = l + 2a = l + 2 * 7,52$$

Когда число пролетов $n \geq 4$ тогда, длина пролета будет равна:

$$L = \frac{L_{пер}}{2 * 0,40825} = \frac{194,94}{2 * 0,40825} = 238,75 \text{ м. (51)}$$

При $n=2$

$$L = \frac{L_{пер}}{(2 * 0,40825) + 2} = 69,21 > 37,5 \text{ — не удовлетворяет условию}$$

$$a = 0,40825 * 69,21 = 28,25 \text{ м.}$$

проверка

$$L_{пер} = 2 * a + n * L = 2 * 7,52 + 2 * 69,21 = 153,46 \text{ м.}$$

При $n=3$

					Расчетная часть	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$L = \frac{L_{\text{пер}}}{(2 * 0,40825) + 3} = 50,07 \geq 37,5 \text{ — не удовлетворяет условию}$$

$$a = 0,40825 * 50,07 = 20,84 \text{ м.}$$

проверка

$$L_{\text{пер}} = 2 * a + n * L = 2 * 7,52 + 3 * 50,07 = 138,5 \text{ м.}$$

При n=4

$$L = \frac{L_{\text{пер}}}{(2 * 0,40825) + 4} = 42,7 \geq 37,5 \text{ — удовлетворяет условию}$$

$$a = 0,40825 * 42,7 = 17,75 \text{ м.}$$

проверка

$$L_{\text{пер}} = 2 * a + n * L = 2 * 17,75 + 4 * 42,7 = 126,36 \text{ м.}$$

Для построения перехода необходимо число пролетов n=4.

3.8 Расчет компенсаторов

Расчет компенсаторов на воздействие продольных перемещений трубопроводов, возникающих от изменения температуры стенок труб, внутреннего давления и других нагрузок и воздействий. СНиП 2.05.06-85*. Наибольшее распространение в конструкциях балочных переходов получили Г-образные компенсаторы. Расчетные продольные напряжения изгиба в компенсаторе, вызванные изменением длины надземного участка трубопровода, максимальны в точке заземления и определяются по формуле из СНиП 2.05.06-85*.

Величина расчетных продольных напряжений в компенсаторе скомп определяется в соответствии с общими правилами строительной механики с

					Расчетная часть	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

учетом коэффициента уменьшения жесткости отвода k_j и коэффициента увеличения продольных напряжений m_k . СНиП 2.05.06-85*.

Максимально допустимые напряжения $[\sigma_{\text{комп}}]$ можно определить из условия прочности:

$$[\sigma_{\text{комп}}] = R_2 - 0,5 \cdot \sigma_{\text{кц}} - |\sigma_m|,$$

где σ_m – дополнительные продольные напряжения в компенсаторе от изгиба под действием поперечных и продольных нагрузок (усилий) в расчетном сечении компенсатора, определяемые согласно общим правилам строительной механики.

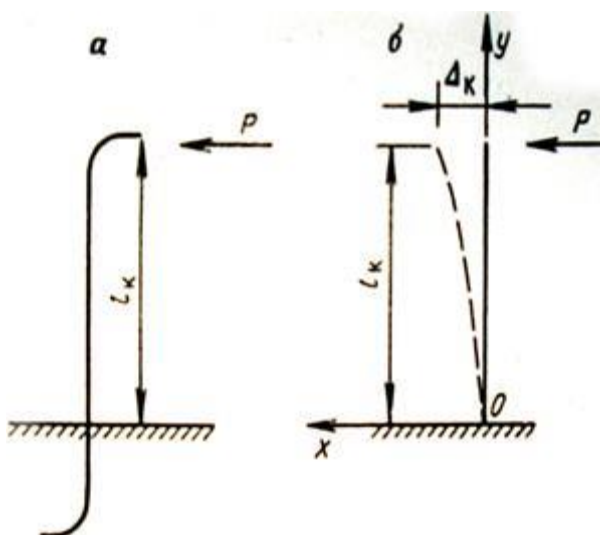


Рис. Г-образный компенсатор:

а – конструкция; б – расчетная схема

В наклонных компенсаторах, не являющихся одновременно опорами, напряжения σ_m могут быть вызваны вертикальной нагрузкой от собственного веса трубы и горизонтальной ветровой нагрузкой. Обычно эти напряжения незначительны и не учитываются в расчетах.

$$[\sigma_{\text{комп}}] = R_2 - 0,5 \cdot \sigma_{\text{кц}} - |\sigma_m| = 283,22 - 0,5 \cdot 288,95 = 144,36 \text{ МПа. (52)}$$

					Расчетная часть	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При продольном перемещении трубопровода за счет его удлинения максимальная величина Δk рассчитывается по формулам:

$$\Delta K_1 = \Delta p + \Delta t = \frac{L}{2} * \left(\frac{0,2\sigma_{\text{КЦ}}}{E} + \alpha t * \Delta t_1 \right) = 0,063524 \text{ м. (53)}$$

$$\Delta K_2 = \frac{-L}{2} * a * \Delta t_1 = -0,02462 \text{ м. (54)}$$

Амплитуда отклонения начальной длины в обе стороны определяется по формуле:

$$A = \Delta k_1 + |\Delta k_2| = 0,063524 + 0,02462 = 0,088 \text{ м. (55)}$$

Если монтаж производится так, что обеспечивается симметричная работа компенсатора в обе стороны, компенсирующая способность $[\Delta k]$ должна отвечать условию:

$$\Delta k = \frac{A}{2} = \frac{0,088}{2} = 0,044 \text{ м. (56)}$$

Если же известно суммарное продольное перемещение трубопровода Δk , определяют необходимую рабочую длину компенсатора:

$$L_k = \sqrt{\frac{3 * E * D_H * \Delta k}{2 * [\sigma_{\text{КОМП}}]}} = 13,26 \text{ м. (57)}$$

Условие прочности выполняется при охлаждении и нагреве трубопровода, но данная конструкция балочного перехода без компенсации продольных напряжений не отвечает требованиям п8.35 СНиП 2.05.06-85*. Проведя расчёт наземного балочного перехода трубопровода, можно сделать вывод о том, что наиболее оптимальным, с точки зрения строительной механики, является выполнение многопролётного перехода с компенсацией продольных деформаций. Получил практику выполнения расчёта наземного балочного

					Расчетная часть	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

перехода трубопровода и сделал заключение о перекрытии естественного или искусственного препятствия прочным и устойчивым переходом.

					Расчетная часть	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1 Способы строительства нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов

До недавнего времени все трубопроводы прокладывались в условиях многолетнемерзлых грунтов по технологиям которые проводились следующим способами:

- подземная прокладка;
- наземная пркладка;
- надземная прокладка;

Ранее применялись все виды прокладки нефтепроводов у всех есть свои минусы и плюсы.

Рассмотрим технологии, виды работ, а также достоинства и недостатки каждого из этих способов.

Сооружение трубопроводов должно проводиться в основном в зимнее время с использование грунтов в качестве оснований в соответствии со СНиП 2-18-76 по 1 принципу. В летнее же время когда происходит потеря несущей способности грунтов проводятся вне трассовые работы:

- транспортировка труб, оборудования, грузов, различного рода оборудования железнодорожным, водным путями на временные базы;
- производится заготовка грунта для отсыпки насыпей под поверхностные опоры;
- на стационарных базах производятся сварка и изоляция трубопроводов в секции на стационарных базах;

					Современные технологии проведения работ по строительству нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Урдаев Д.Е.				Технологическая часть	Лит.	Лист
Руковод.	Богданов А.Л.						Листов
Консульт.	Брусник О.В.						46
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.						90
						ТПУ гр. 2Б2Б	

- изоляция и изготовление гнутых отводов и кривых
- изготовление и изоляция гнутых отводов и кривых вставок;
- сборка, изоляция и испытания укрупненных линейных крановых узлов, узлов подключения КС и других конструкций;
- ремонт и подготовка строительной техники и автотранспорта к работе в зимних условиях.

В зимний период при промерзании деятельного слоя осуществляются линейные трассовые работы:

- расчистка и планировка строительной полосы;
- сооружение зимников;
- развозка секций труб, материалов и оборудования вдоль трассы;
- бурение скважин под установку свай;
- установка свайных и устройство поверхностных опор;
- земляные работы;
- сварочно-монтажные работы на трассе, трассовая изоляция стыков труб, изоляция, укладка и закрепление трубопровода в проектном положении, теплоизоляция трубопровода, очистка полости и испытание.

В летнее время когда происходит потеря несущей способности слоя грунта и его использование в соответствии со СНиП II-18-76 по 2 принципу выполнение линейных трассовых работ разрешается только с применением специальной техники и технологий, исходя из экономических и технических расчетов и требований охраны окружающей среды.

					Технологическая часть	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.2 Транспортные и разгрузочно-погрузочные работы

Для погрузки и выгрузки трубопроводов специальной техникой (краны, трубоукладчики) необходимо использовать траверсы, мягкие полотенца, погрузка и разгрузка труб большой длины должна обеспечиваться специализированной оснасткой. Перекачивать трубы и трубные секции разрешается только по специализированным лагам.

При транспортировке труб встает вопрос о необходимости наиболее экономического и целесообразного выбора транспортирующего средства, в зависимости от объема груза, дальности транспортировки, времени года, погодных условий и местных условий.

Транспортная техника должна иметь необходимое оборудование, которое обеспечит сохранность трубопровода(трубных секций, трубной арматуры) , а также и изоляцию нанесенную на трубы.

Количество труб и трубных секций транспортирующихся автомобильными и тракторами с учетом их грузоподъемности и размеров труб определяется по таблице 4.1

Таблица 4.1

Грузоподъемность	Диаметр трубы, мм								
	1420*17			1220*13			1020*13		
	Длина трубы или трубных секций, м								
	12	24	36	12	24	36	12	24	36
9	1	-	-	2	1	-	2	1	-
18	2	-	1	3	2	1	5	2	2
30	-	2	1	3	3	2	5	3	2

Транспортировку секций и труб необходимо производить на транспортных средствах, исключающих проявления характера изгибающих нагрузок на трубу.

Для наиболее труднодоступных мест, участков трассы и пересеченной местности нужно использовать дежурные тракторы-тягачи или тракторные самоходные установки с лебедками. Если невозможно доставки оборудования и труб автомобилями к месту проведения работ на трассе необходимо организовывать сборочные промежуточные площадки перетранспортировки материалов на более проходимые транспортные средства, например это может быть гусеничный трактор. Промежуточные площадки необходимо предусматривать с учетом основных правил: устройство разворота техники и обеспечение двустороннего движения. При перевозке рабочего материала через лесотундру, тундру или тайгу на станции железной дороги, пристаней на расстоянии более дневного интервала транспортных автомобилей обязаны быть основаны полевые опорные участки, которые в свою очередь обеспечат запасом питьевой воды, продуктов, топлива, ремонтами мастерскими и жильем со связью.

При использовании транспортных средств в зимний период необходимо использовать специальные шины с шипами противоскольжения, разработанные в отрасли. Складирование и хранение труб осуществляют на специализированных площадках, где должны быть встроенные водостоки.

Внутренняя часть трубопроводов должна быть защищена от попадания снега, защита осуществляется с помощью инвентарных заглушек. Перевозка трубопроводов в теплоизолированном покрытии должна осуществляться в кассетах, которые исключают их перемещение, а также повреждения изоляции в местах опирания. [5]

4.3 Подготовительные работы

В первую очередь заказчик должен создать геодезическую основу для проведения строительства и не меньше чем за 10 суток до начала строительной и монтажной работы предоставить подрядчику техническую документацию на

					Технологическая часть	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нее и на закрепленные на рабочей полосе строительства пункты и знаки этой основы, в их число входят:

- знаки углов поворота трассы;
- створные знаки углов поворота трассы, стоящие по две штуки на каждое направление угла в пределах видимости.
- реперы, установленные через каждые 5 километров на трассе, помимо установленных через водные переходы, которые устанавливаются на каждом берегу.

В районах распространения многолетнемерзлых грунтов организуются работы: геодезические разбивочные с восстановлением и закреплением оси зимней дороги; разбивка и закрепление карьеров, которые находятся за пределами строительной полосы; заготовка и осушка грунта в карьерах; работы связанные с промерзкой или осушкой заболоченной местности и прохопромерзающих мест; подготовительные работы оснований под насыпи; строительство зимних и технологических работ.

Временные реперы в ходе геодезических работ устанавливаются с помощью забуренных в многолетнемерзлый грунт специальных металлических трубок. Глубина выбирается такая что бы предусмотреть процесс пучения, что бы не было вертикальных перемещений.

Перед тем как начать строительство проводятся различные работы. Проводится обследование трассы визуально, инструментальные замеры, для определения характера грунта(группу грунта, протяженность заболоченных участков, протяженность местности грунтами со льдом, наличие ледяных линз и погребных льдов). Проводятся работы по определению возможности применения грунтов для строительства технологических дорог, подсыпку траншей и присыпку трубопроводов, глубину насколько оттаивает грунт, наличие растительности(лесов, кустарников), глубину и ширину зеркалов на водоемах.

Все результаты работы необходимо сравнить с проектными данными, если же они очень разные, то необходимо скорректировать все работы и

					Технологическая часть	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

технологические решения. Также при необходимости вести изменения и разработать мероприятия по решению неучтенных видов строительно-монтажных работ. Грунт заготавливают и сушат для работ в зимнее время производят в специализированных карьерах исключительно в летнее время, послойно разрабатывают и формируют бурты.

На участках трассы где лесная растительность должны проведены работы по ликвидации деревьев. Расчистку полосы от растительности для проведения работ осуществляют с сохранением корневой системы деревьев и кустарников, за тем исключением где непосредственно прокладывают нефтепровод.

Планировка полосы отвода для прохождения строительной техники необходимо проводить за счет устройства обустройства насыпей из грунта который был завезен. Строительную полосу необходимо обеспечить защитой от снега, зачистку и задержание снежного покрова производят на основании требований проекта производства работ на основании данных о розе ветров и объемов снега. Для уборки снежного покрова могут применяться шнекороторные очистные машины, бульдозеры, путепрокладчики типа БАТ, прицепные снегоочистительные угольники.

Промораживание плохо промерзающих грунтов производят при помощи проминки мохорастительного покрова с помощью гусеничного трактора с давлением на грунт не более 0,25 кгс/м² и извлечением оседающего на трассе отвода снегового покрова.

Обустройство на многолетнемерзлом грунте временных дорог осуществляют без снятия мохорастительного покрова. [5]

4.4 Монтажные работы

На расстоянии 10-12 метров от бровки траншеи допускается одновременно производить буровзрывные и сварочно-монтажные работы, подвоз грунтовой насыпи для обустройства мягкого основания дна траншеи, также выполнение работ по уборке траншеи от снеговой насыпи. Монтаж нитей трубопроводов на снеговых или грунтовых опорах как правило осуществляется с обязательным

					Технологическая часть	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

условием, применение страховочных опор, которые устанавливаются под монтируемым стыком. Монтаж ригелей и опорных элементов при надземной прокладке трубопровода осуществляется после оформления акта приемки свайных опор, тем самым подтверждается их соответствие проекту. Монтаж надземных труб диаметром 530 мм и выше производится из секций состоящих из трех труб, свариваемых в базовых условиях. Трубопроводы прокладываемые над землей диаметром менее 530 мм из-за большой гибкости монтируют из отдельных труб или секций состоящих из двух труб. В местах где монтируют компенсаторы надземных трубопроводов положено оставлять технологические разрывы. При монтаже компенсаторов сварочные работы обязаны выполняться с применением наружных центраторов. Замыкающие стыки сваривают при температуре воздуха окружающей среды, регламентированной в проектной документации. На трубах с разной толщиной стенки не разрешается производить замыкающий шов. Когда закончили монтаж трубопровода на опорах производится подводка ригелей под трубу с определенным усилием, величина которого указана в рабочих чертежах. [5]

4.5 Очистка и защита полости труб от снега и наледи

Производят очищение полости труб от снега и наледи, как правило на трубосварочной базе до сварки одиночных труб в секции. Очистка может производиться как механическим способом, как и с применением импульсного или теплового воздействия. Полость секций труб после того как их сварили на трубосварочной базе защищается установкой инвентарных внутритрубных заглушек. Трубные секции привозят на трассу уже вмонтированными внутритрубными заглушками. Демонтируют заглушки уже как правило перед установкой секций труб на штангу центратора или машины для сварки. Также разрешается извлекать заглушки непосредственно перед вывозкой трубных секций. В таком случае раскладку трубных секций производят встык с установкой между ними специальной защитной прокладки, которая

					Технологическая часть	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

обеспечивает сохранность торцов труб. Также выполняются работы и мероприятия, обеспечивающие защиту полости от снега. После завершения сварочно-монтажных работ в свободный конец монтируемого участка трубы монтируют инвентарную внутритрубную заглушку для защиты от попадания снега в период между рабочими сменами. [5]

4.6 Земляные работы

Профиль и размеры траншеи определяются по проекту в зависимости от диаметра трубы, также от назначения, от характеристики грунтов, гидрогеологии и других условий. Ширина траншеи как правило не должна быть менее $D + 300$ мм, это для трубопроводов диаметром до 700 мм. D – условный диаметр трубопровода. Для трубопроводов диаметром больше 700 мм, ширина траншеи должна быть не менее $1,5 D$, с учетом следующих дополнительных факторов: при рытье траншеи с откосами не круче 1:0,5 ширину траншеи по дну разрешено уменьшать до размеров $D + 500$ мм, для трубопроводов диаметрами 1200 и 1400 мм.; при разработке траншеи грунтоземлеройными машинами, ширина траншеи должна быть равной ширине режущей кромки рабочей части машины, установленной проектом, но не меньше как указано выше.

Первоэтапное рыхление грунтовой части положено производить одноковшовым экскаватором при разработки грунта под траншеею в зимнее время. Это рыхление должно осуществляться буровзрывным или щелевзрывным способом. При рыхлении грунта на глубину до 1,3 м и его прочности до 300 ударов по плотномеру ДорНИИ, разрешается механическое воздействие на грунт бульдозерами-рыхлителями. Также применяют пробное взрывание грунта. Оно для определения наиболее целесообразных параметров взрыва для каждого определенных условий рыхления многолетнемерзлого грунта.

Уложенный трубопровод присыпают в зависимости от конкретных условий, привозным грунтом одноковшовым экскаватором, или же грунтом отвала роторным экскаватором. Для использования роторного экскаватора

					Технологическая часть	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

необходимо заранее осуществить планировку отвала, а поток грунта с транспортера направлять на противоположную стенку траншеи, исключая прямого попадания грунта на уложенный трубопровод. При невозможности защитить трубопровод грунтом, применяются другие способы защиты (футеровка, нетканые синтетические пенополимерные материалы) согласно проекту. Что бы учесть осаждение грунта в период эксплуатации нефтепровода засыпку траншеи в зимнее время осуществляют с превышением над поверхностью строительной полосы не меньше чем на 30 % от глубины траншеи. [5]

4.7 Устройство насыпей при наземной и при надземной прокладке трубопровода на многолетнемерзлых грунтах

Все размеры насыпей, крутизну ее откосов, определяется согласно проекту.

Насыпи на многолетнемерзлых грунтах обычно устраиваются из привозного грунта, извлекаемого из карьера. Категорически запрещено использовать грунт для насыпи на полосе строительства трубопровода. Карьер, из которого привозится грунт, нужно устраивать по возможности в сыпучемерзлых грунтах, что обеспечивает весь год эксплуатацию карьера. Насыпи нужно засыпать горизонтально слоями толщиной 0,1-0,2 м с дальнейшим их уплотнением. Они должны иметь как правило выпуклую форму. Что бы исключить образование во внутренней части насыпи водных линз и полостей скольжения слоев грунта, которые лежат выше по нижележащим, не рекомендуется производить отсыпку различными по свойствам грунтами. Насыпь производится в два этапа. Сначала грунт отсыпают до уровня нижней образующей трубопровода, дальше после завершения сварочных и изоляционных работ, засыпают трубу и делают насыпь до положенных размеров. Толщина слоя грунтовой насыпи после засыпки и утрамбовки должна быть соответствующей проекту. [7]

					Технологическая часть	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.8 Бурение скважин и установка свай

При сооружении трубопровода в районах многолетнемерзлых грунтов буровые и свайные работы проводятся в соответствии с проектом. Также определяется проектом схемы бурения скважин, установка свай, нужный состав машин, в зависимости от гранулометрических свойств многолетнемерзлых грунтов, температуры, нахождение в грунтах крупных обломков, время установки свай, конструкции свайных опор. На показаниях данных геологических изысканий и несущей способности грунтов определяют необходимый диаметр и глубину скважин. Машинами термомеханического бурения производят проходку если, скважины диаметром от 150 до 600 мм и глубиной до 12 м, для установки свайных опор в многолетнемерзлом грунте. Машинами вращательного бурения проходку производят в однородных пластичных многолетнемерзлых грунтах небольшой плотности(1 и 2 категории), также можно проходку осуществлять для этих грунтов – установками лидерного бурения. Лидерное бурение используют для образования скважин в пластично – мерзлых грунтах, в которых содержится не больше чем 30% включений состоящих из крупных обломков. Сваи, а также лидеры помещают в грунт при помощи вибропогружателей, вибромолотов, дизель – молотов и других средств. При установке свайных опор в заранее проделанные скважины диаметр последних положен быть на 50 мм больше, чем диаметр самих свай. При установке свай методом забивания в лидерные скважины диаметр последних положен быть на 50 мм меньше, чем диаметр самих свай. Трубоукладчиками производят установку свай в скважины погружным способом, а также автокранами и буровыми машинами, оборудованными грузозахватными машинами. В зимний период время между бурением скважин и погружением в них свай не должно быть более трех часов. [7]

					Технологическая часть	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.9 Изоляционно – укладочные работы

Положения к изоляции и укладке трубы определяется согласно СНиП 3-42-80.

Проектом определяется вид, тип и конструкция противокоррозионного покрытия, а также применяемые изоляционные материалы. Все трубы покрытые в заводских условиях, сделанные в рамках требований утвержденных в последовательном порядке технических условий, относятся к покрытиям усиленного типа. В зимнее время при строительстве в трассовых условиях положено производить изоляционные работы сварных неповоротных стыков и ремонту изоляционного покрытия трубопровода. Изоляцию труб и трубных секций при строительстве из неизолированных труб и работы по изоляции поворотных стыков нужно производить в подготовительный период (летнее время) в базовых условиях. При использовании изолированных труб работы по изоляции неповоротных сварных стыков производится на месте монтажа нитки трубопровода до работ по укладке трубы. Изоляционные работы при использовании неизолированных труб производится после перекладки трубы от места где производили монтажные работы на берму траншеи совмещено с его укладкой в проектное положение. Очищают траншею от снежного покрова, если это требуется, перед тем как переместить смонтированную и изолированную нитку трубопровода от места монтажа на бровку траншеи. Одноковшовым экскаватором и бульдозером производят очистку, которые перемещаются вдоль траншеи в зоне между бровкой и смонтированным трубопроводом. При прокладке под землей с учетом его монтажа в 10-12 м от оси траншеи прокладку производят в два приема: смонтированную и изолированную нитку трубопровода перемещают от места монтажа на бровку и укладывают трубопровод в проектное положение. Трубопровод перемещают к траншеи колонной состоящей из трубоукладчиков, перемещение должно быть в зоне между технологическими разрывами. Не допускается производить перекладку в траншею непрерывной нитки трубопровода. Когда подготовили основание дна

					Технологическая часть	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

траншеи, то тогда можно укладывать трубопровод, тогда исключается повреждение изоляции трубы. Также краны – трубоукладчики должны иметь грузоподъемные механизмы и устройства, чтобы избежать повреждения изоляции при перемещении трубопровода. [5]

4.10 Закрепление и балластировка трубопроводов

Закрепление и балластировка трубопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов включают: балластировку утяжелителями из железобетона типа УБО и УБК; закрепление трубопровода вмораживаемыми анкерами; балластировку грунтом с нанесением нетканых материалов из синтетики, которые определены в соответствии с проектом. Вмораживаемые анкера устанавливаются опускным, буроопускным или комбинированными методами. Установку анкеров опускным методом, производят при любой конструкции вмораживаемых анкеров. Перед тем как установить анкерное устройство производят подготовительные работы по сборке анкера, готовят паровую иглу к пропариванию, раскладывают анкера возле траншеи. При установке анкерных устройств опускным методом, смотря какая конструкция, производят опускание совмещенным или отдельным методами. Совмещенный метод заключается в погружении анкера и паровой иглы в одно и тоже время и применяется для стержневых анкеров. При отдельном методе для начала бурится скважина, а потом в нее помещается анкер. Отдельный метод применяется для анкеров состоящих из дисков или дискового типа. Перед опусканием многодисковых анкеров все диски расположенные на анкере должны быть закреплены очень жестко. При отдельном методе опускания анкеров для того чтобы определить нужный диаметр скважины перед началом работ по установке анкеров опытным путем определяют насколько быстро погружается в грунт паровая игла. Для того чтобы сформировать скважину паровую иглу с помощью крана устанавливают над отметкой установки анкера.

					Технологическая часть	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Далее игла движется по вертикали сверху вниз, при этом протаивая в грунте скважину.

При комбинированном методе бурение лидерной скважины происходит на неполную проектную глубину, затем происходит паропротаивание грунта до проектной глубины, далее происходит погружение анкера и устье скважины заполняется буровым шламом. Пробуривают скважину на глубину не больше 1 метра.

Бурение скважин производят буровыми машинами, которые перемещаются по дну траншеи, после того как выполнены все работы по планировке и подсыпке дна траншеи. После того как установили вмораживаемый анкера опускным и комбинированным методами, должно пройти не более чем 10-15 дней до проведения работ по испытанию трубопровода и не более чем 1 месяц до того как заполняют траншею теплыми водами.

Закрепление трубопровода происходит в 2 этапа. Сначала сваривают, упаковывают полотнища НСМ на базах. Затем происходит расстилка полотнищ НСМ на трассе и балластировка трубопровода грунтом. Сварку Полотнищ НСМ производят из обрезанных по размеру рулонированных НСМ. Сваривают их при помощи теплового воздействия на края свариваемых полос и их сильного прижатия. Привезенным грунтом производят балластировку трубопровода, грунт не должен иметь в составе твердых и мерзлых включений размером больше 50 мм. Грунтом отвала разрешено производить балластировку. Применение НСМ для балластировки трубопроводов грунтом, входят вывозка, разгрузка и раскладка упакованных полотнищ НСМ около бровки траншеи; размотка и укладка в траншею полотнищ; формирование определенного профиля полотнища НСМ; закрепление полотнищ НСМ по краям траншеи; отсыпка и балластировка грунта; формирования валика из земли.

Грунт из отвала, применяемый в качестве балласта, перед тем как отсыпать, подвергается механизированному рыхлению, при помощи специальных машин. [5]

					Технологическая часть	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.11 Тепло – изоляционные работы

Производят изоляцию трубопровода с участием теплогидроизолированных в заводских условиях труб, трубных секций, узлов и деталей, утвержденных проектом.

Требованиям проекта должны соответствовать теплогидроизолирующее покрытие труб, также трубных секций, узлов и деталей. Должно обеспечиваться выполнение сварочно-монтажных работ в трассовых условиях. Производство работ по тепловой изоляции трубопровода надземной прокладки разрешается с использованием индустриальных полносборных и комплектных теплоизоляционных конструкций на основе минераловолокнистых теплоизоляционных материалов и изделий из пенопласта (цилиндров, полуцилиндров), сделанных по проекту. При отрицательной температуре воздуха окружающей среды в трассовых условиях тепловая изоляционная защита сделанная на основе пенополиуретана для трубопроводов подземной и надземной прокладки разрешается исключительно только из элементов выполненных в заводских условиях. После сварки стыков трубопроводов, трубных секций, узлов и деталей производится заделка стыков, она включает: нанесение антикоррозионной защиты, нанесение покрытия для защиты и герметизацию швов. После сварки и благополучного заключения о качестве сварных соединений поверхность стыков должна быть очищенной от шлака, загрязненности и пыли, до металлического блеска и просушена. Изоляционное покрытие наносят из слоя грунтовой смеси в трассовых условиях на поверхность в зоне стыка. Разрешается проводить работы при температуре воздуха окружающей среды не ниже – 40 градусов по Цельсию. При температуре воздуха окружающей среды ниже +3 изолируемую поверхность требуется подогреть до температуры не ниже +15, исключая попадания грязи, топлива, копоти и т.п. Для того чтобы нанести грунтовку, ее нужно хорошо перемешать, чтобы исключить выпадения осадка. Для нанесения грунтовки требуется применять окрасочные кисти или валики состоящие из поролона.

					Технологическая часть	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Надземный трубопровод сооруженного из нетеплоизолированных труб изолируют после его укладки в проектное положение на опоры. При всем наружная поверхность должна быть зачищена и гидроизолирована слоем грунтовки толщиной примерно 100 – 130 мкм и слоем липкой полимерной ленты. При помощи монтажа скорлуп теплоизолируют гидроизолированный трубопровод, состоящих из слоя полиуретана и адгезированного на внешнем слое к нему в процессе формирования скорлупы фольгиозола. [5]

4.12 Электрохимическая защита

4.12.1 Сооружение анодных заземлителей на многолетнемерзлых грунтах

В многолетнемерзлом грунте не глубже 10 м нашли применение свайные анодные заземлители, соединение которых в одну электрическую цепь осуществляют воздушной линией электропередачи. Когда талый грунт на поверхности земли, сопротивление заземления необходимо измерять по трехэлектродной схеме. Если же на поверхности земли грунт мерзлый, то сопротивление оценивают по данным измерений сопротивления цепи «заземлитель – трубопровод» или «заземлитель – заземлитель». Протяженные протекторы укладывают в траншею с трубой при помощи специального устройства, который оборудован стоками для барабана с намотанными на него протектором и направляющей кассетой. Барабан и протектор подвешивают к крюку трубоукладчика. После спуска трубопровода в траншею укладывают протектор. Засыпают уложенный протектор грунтом привозным, который не содержит больших и мерзлых включений размером более 50 мм. Протектор присоединяется к трубе через специальные контрольно – измерительные пункты, при помощи которых проверяют качество монтажа и эффективность защиты от коррозии, путем измерения электродного потенциала протектора. [5]

4.13 Новая технология строительства нефтепровода на гибких опорах

					Технологическая часть	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При долгом опыте эксплуатации подземных нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов было отмечено, что одним из главных факторов, резко снижающих эксплуатацию и надежность нефтепровода, является тепловое воздействие на данный грунт. При таянии многолетнемерзлого грунта нефтепровод получает значительные в обводненном грунте, что приводит к разрушению стальной оболочки под действием изгиба и внутреннего избыточного давления перекачиваемого продукта. В связи с этим обеспечение устойчивости подземного магистрального нефтепровода в траншее на многолетнемерзлых участках трассы остается в наше время довольно таки актуальной задачей для нефтяной промышленности Российской Федерации.

Разные технические решения по обеспечению устойчивого проектного положения нефтепровода в условиях многолетнемерзлых грунтов имеют множество отрицательных качеств.

При строительстве применяется тепловая изоляция, она способна всего лишь снизить время процесса теплового воздействия нефтепровода и грунта, но не имеет способности остановить этот процесс полностью. При этом по истечении времени теплоизоляционные свойства покрытия уменьшаются.

Надземная прокладка, она имеет свои достоинства. Этот способ прокладки один из решений задачи теплового взаимодействия. Надземная прокладка полностью исключает теплообмен трубы и грунта. В качестве фундамента используются сваи с криоанкерами, при помощи которых исключается проблема сезонного оттаивания и замерзания грунта. Криоанкеры оснащены хладагентом, который циркулирует внутри сваи, в зимней период происходит промораживание грунта, в результате образуются линзы льда, обладающих высокой несущей способностью. Количество этих линз достаточен, чтобы в летний период не произошло их оттаивание и была сохранена проектная несущая способность. К тому же конструктивные решения при производстве некоторых опор позволяют стальной оболочке перемещаться в продольных и поперечных направлениях. Но при всех перечисленных достоинствах надземный способ

					Технологическая часть	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

прокладки нефтепровода имеет недостатки – сложность монтажа и высокая стоимость. [24]

Что бы устранить эти недостатки при строительстве нефтепроводов в районах крайнего Севера разработан новый способ прокладки нефтепроводов в многолетнемерзлых грунтах на гибких опорах. Способ несет разработку траншеи, узких поперечных прорезей с расчетным интервалом вдоль оси траншеи, при этом края прорезей должны входить за границы прогнозируемого ореола оттаивания, рисунок 4.1.

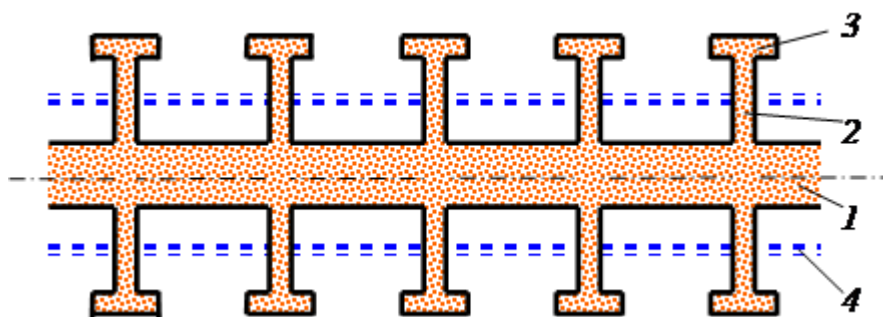


Рис.4.1 Схема расположения прорезей для установки гибких опор, удерживающих подземный трубопровод на проектной отметке 1 – траншея; 2 – поперечные прорезы в грунте; 3 – продольные прорезы в грунте; 4 – прогнозируемая граница ореола оттаивания мерзлого грунта

По краям поперечных прорезей 2 разрабатывают продольные прорезы 3. Далее в продольные прорезы укалывают анкерные плиты, которые имеют высокую несущую способность, например, блоки бетонных утяжелителей. Затем анкерные плиты соединяют гибкими связями, например, высокопрочным нейлоновым ремнем. Далее уже на гибкие опоры укладывают трубопровод и засыпают мелким грунтом. Можно посмотреть на рисунке 4.2.

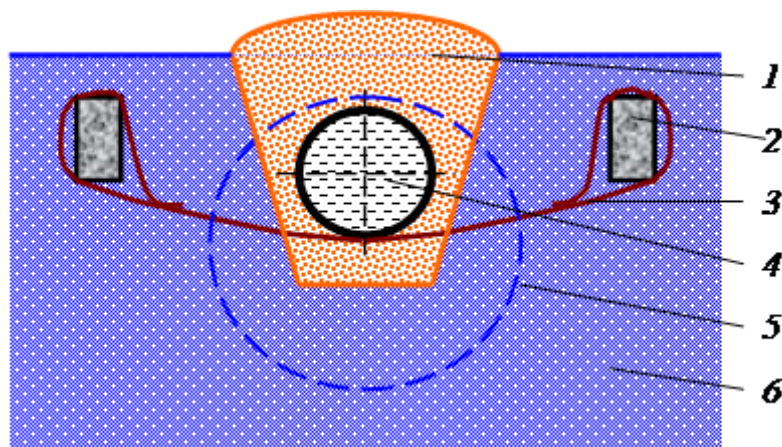


Рис. 4.2. Схема укладки подземного трубопровода на гибкие опоры 1 – траншея; 2 – анкерный бетонный блок; 3 – нейлоновый ремень; 4 – трубопровод; 5 – ореол протавивания грунта; 6 – вечномерзлый грунт

Исследования данного метода показаны в книге [Рахманин А. И. Обеспечение устойчивости проектного положения и прочности подземного магистрального нефтепровода в зоне вечной мерзлоты // Молодой ученый. — 2010. — №5. Т.1. — С. 69-72.]

Автор приводит расчет оптимального расстояния между гибкими опорами нефтепровода проложенным данным методом, по критерию прочности стальной оболочки при воздействии внутреннего избыточного давления транспортируемого продукта и изгиба от собственного веса трубы и нефти. Задача стоит определить расстояние между опорами, в данной схеме используются нейлоновые канаты, рисунок 4.3

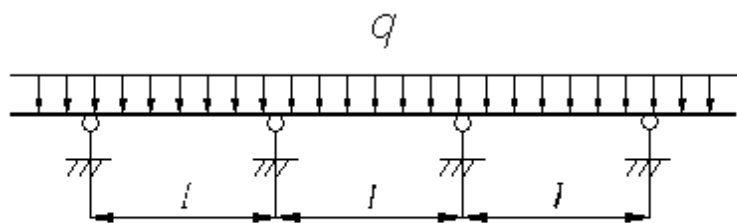


Рис. 4.3. Расчетная схема трубопровода q – собственный вес трубопровода, изоляции и нефтепродукта; l – расстояние между опор.

Так как расстояние между опорами имеет место $l \geq 6D$ то, трубу можно рассматривать как многопролетную балку, которая находится на неподвижных опорах. Схема балки приведена на рисунке выше. На балку действуют нагрузки суммируемая из нагрузок на единицу длины от веса трубы, изоляции и продукта.

Алгоритм расчета величины пролета для любого сортамента труб автор проводил в среде Mathcad. Входе расчетов можно отметить, что при реализации данной схемы в виду мягкого оперения трубопровода о ремень в точке оперения не нарушается безмоментное сопротивление оболочки и не возникают большие реактивные силы, вследствие того что оболочка потеряет устойчивость сводится практически к нулю. [24]

Таким образом практическое внедрение данной схемы прокладки в многолетнемерзлых грунтах позволит снизить затраты и обеспечить прочность при эксплуатации.

					Технологическая часть	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

5.1 SWOT - анализ приведен в таблице 5.1

Таблица 5.1

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1: Возможность анализа технологии строительства С2: Перспективы расширения в процессе эксплуатации С3: Более свежая информация, которая была использована для разработки проекта	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1: Сложность строительства Сл2: Высокий класс опасности объекта Сл3: Сложность осуществления проекта Сл4: Большие первоначальные вложения в проект
Возможности: В1: Транспорт больших объемов сырья В2: Создает дополнительные рабочие места на предприятии В3: Усовершенствование технологии строительства в многолетнемерзлом грунте	1. Способность транспортировать нефть от большого количества скважин 2. Развитие навыков персонала, повышение показателей производства.	1. Приобретение сертифицированного оборудования 2. Поиск источника финансирования
Угрозы: У1: Снижение стоимости продукта У2: Высокая вероятность возникновения техногенного ЧС У3: Необходимость следить за исправностью оборудования У4: Для обслуживания требуется высококвалифицированный персонал	1. Проектирование новых систем обеспечения безопасности	2. Проведение своевременного технического обслуживания и ремонта 3. Регулярное повышение квалификации персонала

					Современные технологии проведения работ по строительству нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Урдаев Д.Е.			Финансовый менеджмент, РЭ и РС	Лит.	Лист
Руковод.		Богданов А.Л.					Листов
Консульт.		Брусник О.В.					
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					
						65	90
						ТПУ гр. 2Б2Б	

5.1.1 Матрица SWOT

SWOT анализ отражает в себе следующую информации – Strengths (сильные стороны проекта), Weaknesses (слабые стороны проекта), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

SWOT анализ применяется при исследовании внутренней и внешней среды проекта.

SWOT – представляет собой матрицу, в которой отражены все качества проекта, что позволяет сопоставить плюсы и минусы при принятии решения.

5.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации.

Главный этап подготовки проекта является оценка степени ее готовности к коммерциализации. Для упрощения оценки и выявления уровня собственных знаний создана специальная форма, содержащая показатели степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенции разработчика научного проекта. Данные приведены в таблице 5.2

Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

Таблица 5.2

Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	3	4

Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	4
Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	3
Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	4
Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	4	4
Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	4	4
Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	3
Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	4
Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	4
Получение льгот	2	3
Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	1	2
Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	2
Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	3	4
Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	3
Проработан механизм реализации научного проекта	4	4
ИТОГО БАЛЛОВ	46	56

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению; B_i – балл по i -му показателю.

					Финансовый менеджмент, РЭ и РС	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации.

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 5.3

Таблица 5.3

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Ознакомление с темой исследования	10	15.02.2016	25.02.2016	Урдаев Д.Е.
2	Описание общей теоретической части по теме	24	26.02.2016	20.03.2016	Урдаев Д.Е. Богданов А.Л. (научный руководитель ВКР)
3	Изучение нормативно – технической базы	22	21.03.2016	13.04.2016	Урдаев Д.Е.
4	Изучение методов прокладки нефтепровода в условиях многолетнемерзлых грунтов	19	14.04.2016	04.05.2016	Урдаев Д.Е. Богданов А.Л. (научный руководитель ВКР)
5	Финансовый менеджмент	15	05.05.2016	19.05.2016	Урдаев Д.Е.
6	Социальная ответственность	17	20.05.2016	05.06.2016	Урдаев Д.Е.
7.	Заключение	1	06.06.2016	06.06.2016	Урдаев Д.Е. Богданов А.Л. (научный руководитель ВКР)
8.	Презентация	4	07.06.2016	10.06.2016	Урдаев Д.Е.
Итого:		112			

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками,

характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады, таблица 5.4

Таблица 5.4

Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Раб. дни	Продолжительность работ														
			февраль			март			апрель			май			июнь		
			1-10	11-20	21-28	1-10	11-20	21-31	1-10	11-20	21-30	1-10	11-20	21-31	1-10	11-20	21-30
Ознакомление с темой исследования	Бакалавр	10															
Описание общей теоретической части по теме	Бакалавр Руководитель	24															
Изучение нормативно – технической база	Бакалавр	22															
Изучение методов повушения эксплуатационных свойств резервуаров, расчет на прочность и устойчивость резервуара	Бакалавр Руководитель	19															
Финансовый менеджмент	Бакалавр	15															
Социальная ответственность	Бакалавр	17															
Заклучение	Бакалавр Руководитель	1															
Презентация	Бакалавр	4															

 - бакалавр;

 - руководитель;

5.3 Бюджет научно-технического исследования

Магистральные нефтепроводы прокладываются в разных условиях. При прочих равных условиях стоимость строительства нефтепровода в условиях многолетнемерзлых грунтов намного больше, чем стоимость строительства на устойчивых участках. Требуется строительство временных дорог для подъезда техники к месту работы.

В данном разделе будет приведен расчет стоимости строительства временной дороги в Пуровском районе ЯНАО.

В зимнее время строятся ледовая переправа через водные преграды.

Снежно-уплотненные автозимники сооружают после накопления на полотне дороги слоя снега толщиной 15-20 см, при этом снегозадерживающие щиты устанавливают в зоне полосы отвода дороги. ширину полотна не менее Ледовая переправа шириной не менее 20 м. Длинной 100 м. Время работы в сумме 10 дней.

Работы по строительству ледовой переправы.

- изыскания ледяной переправы
- проектирование переправы
- строительство

Смета затрат при строительстве ледяной переправы в таблице 5.5

Таблица 5.5

Категория затрат	Составляющие	Примечание	Сумма затрат, руб.	Итого, руб.
Изыскания ледяной переправы	Визуальный осмотр с вертолета	Выбор подходящего места для проведения работ. Вертолет час работы. Требуется 1.5 часа. 80000*1,5	120.789	206.484
	Осмотр с берега, бригада 3 человека	Выбор места	85.695	
Проектирование переправы	Организация строительства	Подготовка материалов	256.930	576.620
	Определение состава ледяной переправы	Расчет интенсивности движения	123.170	
	Расчет несущей способности переправы	Определение расчетных нагрузок	150.860	
	Защита окружающей среды	Вопросы окружающей среды при строительстве	45.660	
Строительство	Очистка полосы от снега снегоочистители		60.000	534.510
	Читска неровностей ледяного покрова машина газ-47		110.300	

	Намораживание полосы установка типа «Град»		364.210	
Заработная плата	1 бригада	10 чел. * 50.000 руб/чел = 500.000 руб/мес.	166.600	182.660
	10 человек в бригаде	50.000/30*10=16660 – один человек		
	Средняя зарплата – 50.000 руб/чел	16660*10=166600		
	Дополнительная ЗП	10% от основной 50.000-100% X – 10% X= 5.000 руб/мес 5.000/30*10=1666 1666*10=16660	16.660	
Страховые отчисления	30% от ЗП+ДЗП	-	54.798	54.798
Затраты на топливо	Стоимость литра дизельного топлива 40 руб/литр	Стоимость топлива для снегоочистителей.	12.240+15 20+7200	20.960
	Время работы Снегоочистителей 6 часов. Работают 3 машины. 17 литров за час одна машина	17*3*6=306 литров потребуется. 306*40=12.240 руб		
	Газ -47 20 литров/час Работает 2 часа. Цена на бензин 38 руб/литр	20*2*38=1520 руб.		
	Установка «Град» Работет на дизельном топливе. Количество=2 штуки. Работа 6 часов каждая. Потребляет 15 литров/ч	6*2*15=180 литров 180*40=7200 руб		

Всего затраты на строительство ледяной переправы составляют:

$S_{\text{переправы}} = 20960 + 54798 + 182660 + 534510 + 576620 + 206484 = 3284436$ рублей.

Вывод: исходя из расчетов, строительство ледовой переправы не дорогое мероприятие. Основные затраты приходятся на проектирование переправы.

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПРИ ПРОКЛАДКЕ НЕФТЕПРОВОДА В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

6.1 Введение

Цель ВКР – это необходимость решения проблем при строительстве и эксплуатации магистральных нефтепроводов в Западной Сибири и на территории Европейской части России в условиях многолетнемерзлых грунтов.

Виды работ. Транспортные и погрузочно-разгрузочные работы; подготовительные работы; монтажные работы; очистка и защита полости труб от снега и наледи; земляные работы; бурение скважин и установка свай; изоляционно-укладочные работы; закрепление и балластировка трубопроводов; тепло-изоляционные работы; электрохимическая защита; сооружение линий связи и ЛЭП.

В этом разделе произведен анализ вредных и опасных факторов при строительстве и эксплуатации магистрального нефтепровода прокладываемый близ посёлка Пурпе, Пуровского района ЯНАО. Нефтепровод прокладываемый в многолетнемерзлом грунте. Рассмотрены вопросы по обеспечению экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

При строительстве нефтепровода в сложных условиях необходимо уделять огромное внимание производственной и экологической безопасности.

В географическом отношении нефтепровод проходит в Ямало-Ненецком автономном округе. Климат неблагоприятный для строительства. Самая низкая температура наблюдалась чуть ниже - 60°C. Слабо развита дорожная сеть. Продолжительность зимнего периода – шесть месяцев, с октября по апрель.

					Современные технологии проведения работ по строительству нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Урдаев Д.Е.			Социальная ответственность			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Богданов А.Л.								72	90	
Консульт.		Брусник О.В.						ТПУ гр. 2Б2Б				
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.										

6.2 Производственная безопасность

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы в соответствии с СНиП III-4-80, приведены в табл. 6.1

Таблица 6.1

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по СНиП III-4-80)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) Организация строительной площадки, участков работ и рабочих мест 2) Эксплуатация строительных машин 3) Эксплуатация технологической оснастки и инструмента 4. Транспортные работы 5. Электросварочные и газопламенные работы 6. Погрузочно-разгрузочные работы 7. Изоляционные работы 8. Земляные работы 9. Бетонные и железобетонные работы 10. Монтажные работы	1) Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; шум; освещение. 2) Превышение уровней шума на рабочем месте; 3. Запыленность воздуха; 4. Уровень шума; 5. Превышение уровней шума на рабочем месте 6. Санитария 7. Санитария 8. Превышение шума; отклонение показателей микроклимата; Повышенная загазованность воздуха рабочей сред 9. уровень шума; загазованность 10. уровень шума;	1) Электрический ток; перепады по высоте на 1.3 м. и более 2) Опрокидывание или самопроизвольное перемещение. 3. Обрушение конструкции, разлив раствора. 4. Перевозка людей без специального оборудования техники; авария автомашины с опасным грузом. 5. Пожаро- и взрывоопасность 6. Опасность с работой грузоподъемных кранов. 7. Пожаро-и взрывоопасность 8. Электрический ток; пожаро- и взрывобезопасность 9. Разлет режущих деталей; пожаро-и взрывоопасность 10. Обрушение конструкции	ГОСТ 12.1.013-78 [64]; ГОСТ 12.1.046-85 [65]; ГОСТ 23407-78 [66]; ГОСТ 12.4.059-89 [67]; ГОСТ 12.3.033–84 [68]; ГОСТ 12.1.013–78 [69]; ГОСТ 27321-87 [70]; ГОСТ 24258-88 [71]; ГОСТ 28012-89 [72]; ГОСТ 12.3.009-76[73]. ГОСТ 12.3.016-87 ГОСТ 23407-78 ГОСТ 12.1.013-78 ГОСТ 21807-76 ГОСТ 12.3.032-84

6.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

6.3.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Климат района резко континентальный и характеризуется значительными годовыми и суточными амплитудами колебаний температуры, суровой зимой.

Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне. Отклонение показателей микроклимата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются в соответствии с ГОСТ 12.1.005–88* .

Таблица – Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях.

Таблица 6.2

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

Оптимальный климат характеризуется сочетанием таких параметров, которые обуславливают сохранение нормального функционального состояния организма. В зимний и летний период при работе на открытом воздухе для предотвращения перегрева или переохлаждения рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. Использование сезонной одежды.

6.3.2 Превышение уровней шума

Шум может создаваться работающим оборудованием: буровыми установками, машинами (ЗИЛ, КАМАЗ, КрАЗ), бульдозерами и трубоукладчиками, полевыми машинами для переизоляции трубопровода.

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Источниками шума при проведении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе могут стать установки для дробеструйной обработки полумуфт, а также машины для проведения земляных.

Длительное воздействие шумов отрицательно сказываются на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха.

Согласно ГОСТ 12.1.003 – 83 эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА.

Таблица – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука.

Таблица 6.3

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	

Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	94	87	82	78	75	73	71	70	80
---	-----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

Коллективные средства защиты:

- борьба с шумом в самом источнике;
- борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).

Средства индивидуальной защиты:

наушники; ушные вкладыши в соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 [14]

6.3.3 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Источником возникновения загазованности на месте проведения работ, могут служить техника, оборудование, такие как: экскаваторы, бульдозеры, краны, так же при прокладке нефтепровода, в результате опорожнения нефтепровода, при производстве зачистки внутренней полости, возможно отравление сероводородом.

Сероводород (H_2S) бесцветный газ с запахом тухлых яиц. Плотность 1,54 кг/м³, по отношению к воздуху 1,19. Температура воспламенения 290 °С. Хорошо растворяется в воде. В водном растворе является слабой кислотой. Горит синеватым пламенем с образованием воды и сернистого газа (SO_2). Взрывоопасен, концентрационные пределы воспламенения 4,3–45,5 % (по объему).

Сероводород – сильный нервный яд, вызывающий смерть от остановки дыхания. На дыхательные пути и глаза действует раздражающе. Растворенный в воде при попадании на кожу человека вызывает покраснение и экзему.

					Социальная ответственность					Лист
										76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Ощутимый запах сероводорода в воздухе отмечается при 1,4–2,3 мг/м³, значительный запах при 4 мг/м³; при 7–11 мг/м³ – запах тягостный. При более высоких концентрациях запах менее сильный, наступает привыкание. Нахождение человека в атмосфере, содержащей 90–100 мг/м³ сероводорода, в течение 4 ч вызывает головную боль, слезотечение, светобоязнь. При концентрации 200–280 мг/м³ наблюдается жжение в глазах, раздражение слизистых оболочек глаз и зева, металлический вкус во рту, усталость, головные боли, тошнота. При концентрации 750 мг/м³ наступает опасное отравление в течение 15–20 мин. При концентрации 1000 мг/м³ и выше смерть может наступить почти мгновенно. Сероводород относится ко 2-му классу опасности. ПДК сероводорода в воздухе рабочей зоны в присутствии углеводородов (C₁–C₆) – 3, в воздухе населенных мест – 0,008 мг/м³.

При работе с вредными веществами работающий персонал должно быть обеспечен средствами индивидуальной защиты. При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. Для предотвращения загазованности воздуха рабочей среды, следует контролировать работу специальной техники, не допуская работу техники, незадействованной в производстве работ. [13]

6.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека.

6.4.1 Электрический ток

					Социальная ответственность	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода, от сварочного аппарата, или дизельного электродвигателя. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, то есть при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

Степень опасного воздействия на человека электрического тока зависит от:

- рода и величины напряжения и тока;
- частоты электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- продолжительности воздействия на организм человека;
- силы тока;
- сопротивления;
- условий внешней среды;
- подготовки персонала.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять нормам и быть не более 50 мА.

Для защиты от поражения электрическим током применяют коллективные и индивидуальные средства.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки в соответствии с ГОСТ 12.1.019-79.

					Социальная ответственность	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6.4.2 Пожаро– и взрывоопасность

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м^3 , при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/м^3 в соответствии с ГОСТ 12.1.010-76.

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе, а так же каждые пол часа производить замер газовой смеси, с помощью газоанализатора.

6.5 Экологическая безопасность

6.5.1 Воздействие на литосферу

Строительное производство потребляет большое количество различного природного сырья: гравия, песка, щебня и прочего. При добычи сырья открытым способом нарушаются огромные площади земель. Так же при непосредственном строительстве нефтепровода используется большая площадь земель. При строительстве происходит серьезное нарушение ландшафта. Во – первых происходит расчистка земель, далее снятие плодородного слоя почвы и

					Социальная ответственность	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

выполнение земляных работ. Большая часть разрабатываемого на строительной площадке грунта вывозится в отвалы. Отвалы вывезенного грунта уничтожают в местах своего расположения природный ландшафт, меняют морфологию участков земной поверхности, на длительное время исключают из хозяйственного оборота территории, уничтожают растительность, способствуют эрозии, загрязняют окружающую среду.

Наиболее эффективным методом сохранения земельных ресурсов при строительстве нефтепроводов является рациональное использование ресурса. Этого можно добиться при соблюдении всех норм и правил, предусмотренных нормативными документами. Необходим рациональный подход к разработке планов и расчету, используемому по применению земель, а так же его строгое соблюдение.

Основными методами сохранения земельных ресурсов являются:

- исправление ландшафта, изменённого во время работ;
- создание мелиоративных и гидротехнических сооружений;
- обработка почвы, путем внесения удобрений.

6.5.2 Воздействие на атмосферу

Наибольшее воздействие на атмосферу при строительстве нефтепровода представляют различные машины, используемые при строительстве. Второстепенное воздействие оказывают сварочные работы, работы по резке металла. При работе различных частей машин и механизмов выделяются углерод оксид, азот оксид, сера диоксид, керосин, углерод. При сварочных работах выделяется сварочный аэрозоль, в состав которого входят: железа оксид, марганец и его соединения, пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния, фтористые газообразные соединения (в пересчете на фтор), азот (IV) оксид, углерод оксид. Для защиты нефтепровода от коррозии используются импортные покрывные материалы. Чаще всего покрытие осуществляется методом распыления, что чревато выделением аэрозоля краски.

					Социальная ответственность	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для снижения уровня загрязнения необходимо:

- разработка и внедрение очистных фильтров на предприятиях;
- использование экологически безопасных источников энергии;
- использование безотходной технологии производства;
- борьба с выхлопными газами автомобилей.

6.5.3 Воздействие на гидросферу

В процессе строительства нефтепровода, появляется большое количество отходов производства. Утилизации таких отходов должна быть осуществлена только в специально предназначенные для этого места, не допускается сброс отходов в водные источники, во избежание загрязнений водного ресурса

Для того, чтобы воздействие при строительстве нефтепровода было минимальным необходимо проводить следующие мероприятия: все горюче – смазочные материалы должны быть слиты в отведенные для этого места; промышленные и бытовые отходы должны быть утилизированы в отведенные для этого места; вывоз отходов строительства должен быть санкционированным и своевременным; мойку и ремонт машин, применяемых при строительстве резервуара необходимо осуществлять только в отведенных для этого местах.

6.5.4 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное

					Социальная ответственность	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

происшествие, широко распространённую инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация (ГОСТ Р 22.0.02 - 94).

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в процессе эксплуатации нефтепроводов по различным причинам:

- по причине техногенного характера;
- попадание в нефтепровод молнии;
- лесные пожары.

Аварии на участке нефтепровода могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций. Основными причинами возникновения аварий являются: коррозионные разрушения, малые и большие дыхания, перепады температур, вакуум, неверное техническое обслуживание, отказ приборов контроля и сигнализирования, факторы внешнего воздействия (молнии, ураганы и прочее).

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций может служить прямое попадание молнии в нефтепровод с нефтью. Такое происшествие имеет разрушительный характер и весьма опасно. Для предупреждения попадания молний в трубопровод с нефтью необходимо устанавливать молниесотводы, корпус нефтепровода должен быть заземлён.

Для рабочей площадки от лесных пожаров необходимо выкорчёвывать деревья и кусты на 25 м от территории строительства.

6.6 Безопасность труда

Требования промышленной безопасности должны соблюдаться согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и Постановлению Правительства РФ «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных

					Социальная ответственность	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

объектах» с использованием «Методических рекомендаций по организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» РД 04-355-00.

При строительстве нефтепровода необходимо при каждой, проводимой операции выполнять требования нормативных документов.

Участники работ должны быть ознакомлены с расположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи.

Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми средствами индивидуальной защиты.

В соответствие с Правилами техническим строительством, работники при строительстве нефтепровода обязаны:

- соблюдать требования нормативных актов и нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ и порядок действий в случае аварии или аварийной ситуации;
- проходить подготовку и аттестацию в области промышленной безопасности;
- незамедлительно ставить в известность своего непосредственного руководителя или в установленном порядке других должностных лиц об аварии или инциденте;
- в установленном порядке приостанавливать работу в случае аварии или инцидента;
- в установленном порядке участвовать в проведении работ по локализации аварии.

6.7 Правила пожарной охраны на опасных производственных объектах

Меры пожарной безопасности и безопасных условий труда определяются исходя из конкретных условий проведения ремонтных работ, при условии

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

строгого исполнения действующих норм и правил по пожарной безопасности и охране труда.

Так как нефтепроводы относятся к объектам повышенной пожаро- и взрывоопасности, данные объекты в полной мере должны быть оснащены средствами пожаротушения.

Всем работникам в обязательном порядке необходимо своевременно проходить инструктаж по пожарной безопасности.

При проведении огневых работ, служащие должны выполнять требования инструкций, принятых на производственном объекте.

При проведении огневых работ, запрещены какие – либо другие операции. Перед проведением огневых работ необходимо получить наряд – допуск, на выполнение работ повышенной опасности. Для организации подготовки и проведения огневых работ назначаются работники из числа инженерно-технического персонала, ответственные за проведение мероприятий, обеспечивающих пожаро-взрывобезопасность подготовительных и огневых работ. [15]

6.8 Расчет выбросов вредных веществ от трубопроводов в окружающую среду

Расчет выбросов вредных веществ в окружающую среду вследствие не герметичности соединений от неорганизованных источников нефтегазового оборудования.

Суммарная утечка паров углеводородов через соединения (фланцевые соединения, запорно-регулирующая арматура, предохранительные клапаны, уплотнения) рассчитывается по формулам:

$$M = \sum \sum n_i \cdot g_{ij} \cdot x_i \cdot c_{ij} / 1000, \text{ г/сек}$$

$$G = M \cdot t \cdot 3,6 / 1000 \text{ т/Год} ,$$

где: n_i – количество соединений i-го типа;

					Социальная ответственность	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

g_{ij} – величина утечки ЗВ через соединение i-го типа;

x_i – расчетная доля соединений, потерявших герметичность;

c_{ij} – массовая концентрация j-той компоненты газа в долях единицы;

t – время работы оборудования, час/год (7652).

Состав газовой фазы в оборудовании:

Таблица 6.4

Наименование компоненты	% об	% масс
Углеводороды $C_1 - C_5$	98,63	97,25
Углеводороды $C_6 - C_{10}$	0,3	1

Доля соединений, потерявших герметичность и величина утечки через соединения:

Таблица 6.5

Тип соединения	Жидкая среда	
	x_i	g_{ij}
Фланцевые соединения	0,040	0,9
ЗРА	0,36	3,61

Расчет выбросов ЗВ вследствие не герметичности соединений представлен ниже:

Находим утечку углеводородов $C_1 - C_5$ через фланцевые соединения, $n_i = 300$.

$$M = \frac{300 * 0,9 * 0,040 * 0,9863}{1000} = 0,0027, \text{ г/сек}$$

$$G = \frac{0,0027 * 7652 * 3,6}{1000} = 0,0743, \text{ т/год}$$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Находим утечку углеводородов $C_1 - C_5$ через запорно-регулирующую арматуру, $n_i=170$.

$$M = \frac{181 * 3,61 * 0,36 * 0,9725}{1000} = 0,228758, \text{ г/сек}$$

$$G = \frac{0,235 * 7652 * 3,6}{1000} = 6,473592, \text{ т/год}$$

Далее рассчитываем утечку углеводородов $C_6 - C_{10}$ через фланцевые соединения, $n_i=300$.

$$M = \frac{300 * 0,9 * 0,040 * 0,01}{1000} = 0,000108, \text{ г/сек}$$

$$G = \frac{0,000108 * 7652 * 3,6}{1000} = 0,002975, \text{ т/год}$$

Находим утечку углеводородов $C_6 - C_{10}$ через запорно-регулирующую арматуру, $n_i=170$.

$$M = \frac{170 * 3,61 * 0,36 * 0,01}{1000} = 0,002209, \text{ г/сек}$$

$$G = \frac{0,002209 * 7652 * 3,6}{1000} = 0,06086058, \text{ т/год}$$

Итоговый результат приведен в таблице 6.6:

Таблица 6.6

Оборудование тип соединения	Кол- во. ед	Углеводороды $C_1 - C_5$		Углеводороды $C_6 - C_{10}$	
		М. г/сек	G, т/год	М. г/сек	G, т/год

Трубопроводы нефти					
Фланцевые соединения	300	0,0027	0,0743	0,000108	0,002975
ЗРА	170	0,228758	6,473592	0,002209	0,06086
Итого		0,231458	6,547892	0,002317	0,063835

Заключение

В настоящей работе были рассмотрены основные методы строительства магистрального нефтепровода, их технологии, достоинства и недостатки. На примере участка нефтепровода рассмотрен комплекс мероприятий и специфика работ по сооружению нефтепровода на гибких опорах.

Из преимуществ рассмотренного метода стоит отметить:

- небольшая стоимость строительства;
- минимальная потеря устойчивости нефтепровода;
- прочность при эксплуатации;

При выполнении дипломной работы были выполнены необходимые расчеты, учтены требования по охране окружающей среды, охране труда и безопасности жизнедеятельности. Поведет анализ технологии строительства нефтепровода на гибких опорах.

Следовательно, введение такой технологии позволит, как значительно повысить эффективность эксплуатации, так и снизить затраты на проведение на организационно – технические мероприятия.

					Современные технологии проведения работ по строительству нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Урдаев Д.Е.			Заключение				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Богданов А.Л.									88	90	
Консульт.		Брусник О.В.							ТПУ гр. 2Б2Б				
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.											

Список литературы

1. П.П. Бородавкин. Подземные магистральные трубопроводы / Москва: ООО «Издательство «Энерджи Пресс», 2011. – 480 с.
2. Н.Н. Карнаухов, С.Я. Кушнир, А.С. Горелов, Г.М. Долгих. Механика мерзлых грунтов и принципы строительства нефтегазовых объектов в условиях Севера: Учебник / Под. ред. Н.Н. Карнаухова – М: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз. – 2008. – с. 432 – (Серия «Высшее нефтегазовое образование»)
3. Бабин Л.А, Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. «Типовые расчеты при сооружении трубопроводов»
4. СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы»
5. СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы»
6. СНиП 3.02.01-87* «Земляные сооружения, основания и фундаменты»
7. СНиП 2.02.04-88 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах»
8. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: НПО ОБТ, 2001. 258 с.
9. СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия»
10. ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов – Переизд. янв.1996 с изм. 1.- Введ. 30.06.82. Система стандартов безопасности труда. Часть 3. – М.: Изд-во стандартов, 1996. С. 237- 243. УДК 621.316.92.006.354. Группа Т58 СССР.
11. СНиП III-4-80 Техника безопасности в строительстве
12. СанПиН 2.2.2776-10 «Гигиенические требования к оценке условий труда при расследовании случаев профессиональных заболеваний». – М., 2010.

					Современные технологии проведения работ по строительству нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Урдаев Д.Е.			Список литературы				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Богданов А.Л.									89	90	
Консульт.		Брусник О.В.							ТПУ гр. 2Б2Б				
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.											

13. ГОСТ С. 12.0. 003–74 //Опасные и вредные производственные факторы, Классификация.
14. ГОСТ 12.0.003-83 «Шум. Общие требования безопасности». – 1984.
15. ГОСТ С. 12.1. 004-91* //Пожарная безопасность. Общие требования.
16. ГОСТ 12.1. 005-88* //Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. М.: Изд-во стандартов. – 1991.
17. ГОСТ 12.1.010-76* (СТ СЭВ 3517-81) Взрывобезопасность. Общие требования
18. ГОСТ 12.1.011-78* //Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. М.: Изд-во стандартов. – 1991.
19. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация – 1989.
20. ГОСТ 12.1.019-79 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
21. Павленко В. А., Ткачева А. Р. Обеспечение экономической и экологической безопасности проведения работ по изучению и освоению нефтегазовых ресурсов //Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2010. – Т. 3. – №. 1.
22. РАЗУМОВ В. В. Географические аспекты изучения потенциальных источников чрезвычайных ситуаций природного, техногенного, военного и биологического характера.
23. ГОСТ Р ИСО 26000-2012 Руководство по социальной ответственности.
24. Рахманин А. И. Обеспечение устойчивости проектного положения и прочности подземного магистрального нефтепровода в зоне вечной мерзлоты // Молодой ученый. — 2010. — №5. Т.1. — С. 69-72.

					Список литературы	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		