

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Применение метода искусственного замораживания грунта при проведении ремонтно-восстановительных работ на подземных трубопроводах в условиях болот
УДК : 624.139.62:621.644(24)-049.39(252.6)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Москвин Иван Алексеевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Трубникова .Н.В.	д.и.н. доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Черемискина М.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник О.В.	к.п.н., доцент		

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
в области производственно-технологической деятельности		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
в области организационно-управленческой деятельности		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
		26).
в области проектной деятельности		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК- 28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".



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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Отделение Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Ответственный за реализацию ООП
Брусник О.В. _____
(Ф.И.О.) (Дата) (Подпись)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

<i>Бакалаврской работы</i>

Студенту:

<i>Группа</i>	<i>ФИО</i>
<i>2Б5А</i>	<i>Москвин Иван Алексеевич</i>

Тема работы:

<i>Применение метода искусственного замораживания грунта при проведении ремонтно-восстановительных работ на подземных трубопроводах в условиях болот.</i>	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>06.02.2019 № 931/С</i>

Срок сдачи студентом выполненной работы:

13.06.2019

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.).

Рассматриваемый объект - трубопровод диаметром 1020мм, находится на болоте в Александровском районе Томской области

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>	Обзор литературных источников по методам повышения устойчивости грунта, перспективам развития технологий и трудностям, возникающим в процессе заморозки. Сравнительный анализ технологий для повышения устойчивости грунта и их применения в условиях окружающей среды с целью выявления наиболее подходящего метода для выбранного участка нефтепровода. Выбор необходимого метода закрепления грунтов для оптимальной эффективности; Анализ полученных результатов, разработка рекомендаций по применению технологии с целью повышения производительности труда. Обсуждение результатов выполненной работы. Разработка разделов «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», «социальная ответственность». Заключение и выводы по работе.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубникова Наталья Валерьевна, д.и.н., доцент
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.12.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Москвин И.А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

2Б5А	Москвину Ивану Алексеевичу		
Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску, оклады в соответствии с положением об оплате труда сотрудников НИ ТПУ Материально-технические ресурсы: 205525,7 рублей Информационные ресурсы: фондовая литература Человеческие ресурсы: 2 человек. Сумма з.п. составляет 70219р. Отчисления - 19029р.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизации - 25% 30 % премии 20% накладные расходы 30% районный коэффициент
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления по страховым выплатам на основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность – 27,1 % Ставка налога на прибыль 20% Страховые взносы 30% Налог на добавленную стоимость 20 %
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования.
2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски.	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективностей.	Проведение оценки экономической эффективности существующей и разработанной технологических схем.

Перечень графического материала(с точным указанием обязательных чертежей):
1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. График проведения и бюджет НТИ 3. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ 4. Сравнительная эффективность разработки

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Трубникова Н. В.	д.и.н. доцент		

Задание принял к исполнению студент:

	ФИО	Подпись	Дата
	Москвин И.А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Москвин Иван Алексеевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Вредные и опасные факторы для человека представлены на странице 4. Данные по негативному воздействию на окр. среду представлены в работе на страницах 17-20.
2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме	ГОСТ 12.1.004–91 ГОСТ 12.1.003–83 СНиП 3.02.01–87 ГОСТ 12.1.003 -2014 ССБТ ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ ГОСТ Р 12.1.019-2009 ГОСТ 12.1.030-81 СанПиН 2.2.4.548-96 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ ГОСТ 12.1.008-76
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	Анализ выявленных вредных факторов представлен в пункте 6.1.1 на страницах 4-10.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты);	Анализ выявленных опасных факторов представлен в пункте 6.1.2 на страницах 10-16.

– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Раздел 6.2 "Экологическая безопасность", расположенный на страницах 17-22, посвящен охране окружающей среды.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Раздел 6.3 расположенный на страницах 23-24 посвящен защите в чрезвычайных ситуациях.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности расположены в разделе 6.4 на страницах 24-30.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	Графический материал в разделе не предоставлен.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Москвин Иван Алексеевич		



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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2019г
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.12.2019	Введение	5
12.12.2019	Обзор литературы	10
15.02.2019	Выбор оптимальной технологии	20
22.04.2019	Расчеты	20
24.05.2019	Финансовый менеджмент	15
26.05.2019	Социальная ответственность	15
28.05.2019	Заключение	5
29.05.2019	Презентация	10
	Итого	100

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

Определения и термины

Магистральный нефтепровод (нефтепродуктопровод): единый производственно-технологический комплекс, состоящий из трубопроводов и связанных с ними перекачивающих станций, других технологических объектов, соответствующих требованиям действующего законодательства Российской Федерации в области технического регулирования, обеспечивающий транспортировку, приемку, сдачу нефти (нефтепродуктов), соответствующих требованиям нормативных документов, от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

Авария – разрушение трубопровода, нарушение его герметичности (утечка нефти), сопровождающиеся неконтролируемыми взрывами, пожарами, или выбросом опасных веществ;

Линейная часть трубопровода – трубопровод, состоящий из линейных участков, с устройствами защиты от коррозии, линиями электропередач для собственных нужд, линиями устройства связи и телемеханики, дорогами и сооружениями защиты окружающей среды;

					<i>Применение метода искусственного замораживания грунта при проведении ремонтно-восстановительных работ на подземных трубопроводах в условиях болот.</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Москвин И.А.</i>			<i>Определения и термины</i>		
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					
<i>Консультант</i>							
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>					
					<i>НИТПУ, ИШПР, группа 2Б5А</i>		
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						11	120

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 106 с., 30 рис., 38 табл., 36 источников,

Ключевые слова: замораживание, азот, болото, ремонт, котлован, магистральный нефтепровод, устойчивость грунта.

Объектом исследования является метод искусственного замораживания грунта в условиях болот для проведения ремонтно-восстановительных работ.

Цель работы – анализ методов повышения устойчивости грунта в условиях болот при ремонтных работах, выбор метода закрепления грунтов и его обоснование.

В процессе исследования проведен анализ технологий и устройств для ремонта участка нефтепровода в условиях болот ограничения по их применению, достоинства и недостатки каждого.

В результате исследования был предложен и обоснован выбор технологии обеспечения устойчивости грунта в условиях болот для проведения ремонтно-восстановительных работ, его достоинства и недостатки.

Область применения: заболоченные территории, на которых возникает необходимость проведения локальных ремонтно-восстановительных работ.

Экономическая эффективность работы составляет 46,5%

					<i>Применение метода искусственного замораживания грунта при проведении ремонтно-восстановительных работ на подземных трубопроводах в условиях болот.</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Москвин И.А.</i>			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					<i>Листов</i>
<i>Консультант</i>							12
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>					120
						<i>НИТПУ, ИШПР, группа 2Б5А</i>	

ESSAY

Final qualifying work 106 pp., 30 fig., 38 tabl., 36 sources,

Key words: freezing, nitrogen, marsh, repair, pit, main oil pipeline, soil stability.

The object of the research is the method of artificial ground freezing in wetland conditions for repair and restoration work.

The purpose of the work is the analysis of methods for improving the stability of the soil in the conditions of wetlands during repair work, the choice of the method of soil consolidation and its justification.

In the course of the study, an analysis of the technologies and devices for the repair of the oil pipeline section in the conditions of wetlands, restrictions on their use, the advantages and disadvantages of each was carried out.

As a result of the study, the choice of technology to ensure the stability of the soil in wetlands for repair and restoration work, its advantages and disadvantages was proposed and justified.

Scope: wetlands where there is a need for local repair work.

Economic efficiency is 46.5%

					Реферат	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оглавление

Введение.....	16
Обзор литературы	17
1 Проведение капитального ремонта трубопровода в условиях болот.....	19
1.1 Виды ремонта магистральных трубопроводов и их специфика	29
2 Методы повышения устойчивости грунта	34
2.1 Состав сооружений магистральных нефтепроводов.....	34
2.2 Химическое закрепление грунтов	36
2.3 Искусственное замораживание грунтов	41
2.3.1. Замораживание грунтов рассольным способом	42
2.3.2. Низкотемпературное замораживание с использованием жидкого азота	46
3 Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов.....	50
3.1 Технология замораживания грунтов для ремонтного котлована	51
3.2 Схема замораживания котлована при уровне водоупора на дне котлована или выше него	54
3.3 Схема замораживания котлована при уровне водоупора ниже дна котлована	59
3.4 Схема замораживания котлована при наклонной установке колонок	66
4 Расчетная часть.....	70
4.1 Расчет трубопровода различного диаметра против всплытия	70
4.1.1 Оценка степени загрязнения.....	70
4.1.2 Оценка геометрических параметров трубы	76
4.1.3 Расчет параметров балластировки	77
4.2 Гидравлический расчет магистрального нефтепровода	83
4.3 Определение толщины стенки ледогрунтового ограждения	86
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	90

					<i>Применение метода искусственного замораживания грунта при проведении ремонтно-восстановительных работ на подземных трубопроводах в условиях болот.</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Москвин И.А.</i>			<i>Оглавление</i>		
<i>Руковод.</i>		<i>Гаруев А.Л.</i>					
<i>Консультант</i>							
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>					
					Лит. Лист Листов 120		
						<i>НИТЛУ, ИШПР, группа 2Б5А</i>	

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	90
5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	90
5.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	91
5.2 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	92
5.3 Планирование научно-исследовательских работ	93
5.3.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	93
5.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ.....	94
5.3.3 Разработка графика проведения научного исследования.....	95
5.3.4 Бюджет научно-технического исследования НТИ.....	97
Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	101
5.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	101
6 Социальная ответственность	104
6.1 Производственная безопасность	104
6.1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	105
6.1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды	108
6.2 Экологическая безопасность	112
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	114
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	114
Заключение	117
Список источников и литературы	118

Введение

Магистральные трубопроводы, проложенные в Сибири и на Крайнем Севере, на значительном протяжении пересекают болота и заболоченные участки. Ремонт нефтепровода часто осложняется при проведении работ на болотах. На болотах I и II типа ремонтный котлован может быть сооружен одним из способов:

- с креплением стенок котлована;
- комбинированным методом;
- с креплением стенок котлована и устройством дренажного отвода воды.

Стенки ремонтного котлована укрепляются деревянными или металлическими шпунтами, шпунтами из профилированной стали, сваями или другими средствами.

Также на болотах I и II типов, где затруднена откачка воды и болотной массы из котлована, должны применяться ремонтные герметичные камеры (РГК).

Строительство ремонтных котлованов на болотах I и II требует привлечения специальной техники, больших усилий, а что самое главное работы ведутся в очень тяжелых условиях.

В данной работе я рассмотрел способы повышения устойчивости грунта и предотвращения поступления воды в ремонтный котлован, что в значительной степени должно повысить производительность труда, а также улучшить условия и качество проведения работ.

					<i>Применение метода искусственного замораживания грунта при проведении ремонтно-восстановительных работ на подземных трубопроводах в условиях болот.</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>						
<i>Разраб.</i>		<i>Москвин И.А.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>		<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>						16	120	
<i>Консультант</i>						<i>НИТПУ, ИШПР, группа 2Б5А</i>				
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>								

Обзор литературы

Разработка изобретений по обеспечению устойчивости грунта начались в 30-е годы 19 века и относятся к области промышленного строительства, были предложены различные разработки по заморозке грунта, силикатизации, цементации.

Замораживание грунтов ведёт начало от естественного замораживания, известного в мировой горно-строительной практике под названием сибирского способа, описанного А. Шренком в 1837. В России естественное замораживание грунтов применялось в Сибири для проходки шурфов на золото (В. З. Власов, 1893). В этом случае для замораживания водоносных пород использовался атмосферный воздух, имевший естественную отрицательную температуру. Искусственное замораживание грунтов предложено французским учёным Мишо в 1852, однако промышленное использование способа относится к 1883 (рудник "Арчибальд" в Магдебургском округе). В СССР искусственное замораживание грунтов впервые применено в 1928 при проходке одного из стволов Соликамского калийного комбината.

Методы замораживания грунтов жидким азотом для обеспечения устойчивости грунта в промышленном строительстве разработал и опубликовал Трупаков Н.Г. «Замораживание горных пород при проходке стволов». М., 1959, и в гражданском строительстве «Замораживание грунтов в строительстве». М., 1970, применяется методы при возведении фундаментов зданий и сооружений, строительстве шахт, метрополитенов, противofильтрационных завес, плотин, доков, подземных хранилищ, сооружений, препятствующих оползням.

Были изучены и проведен анализ методов обеспечения устойчивости грунта для применения их в трубопроводном транспорте при ремонтно-восстановительных работах в условиях болот.

					Применение метода искусственного замораживания грунта при проведении ремонтно-восстановительных работ на подземных трубопроводах в условиях болот.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Москвин И.А.			Обзор литературы		Лит.	Лист
Руковод.		Гаруев А.Л.						17
Консультант								120
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					НИТПУ, ИШПР, группа 2Б5А	

Искусственное замораживание грунтов позволяет создать прочное ограждение кругового или прямоугольного очертания из замороженного грунта, препятствующее проникновению в сооружаемую выработку грунтовой воды или водонасыщенных неустойчивых грунтов. Такое ограждение воспринимает давление окружающего выработку или котлован грунта, а также гидростатический напор грунтовых вод.

Основной литературой для написания выпускной квалификационной работы были нормативные документы отраслевые регламенты, ГОСТы, СНиПы, которые четко регламентируют работу при ремонтах трубопроводов.

Изучены нормативные документы в области охраны окружающей среды, техники безопасности при ремонте и выполнении других работ.

					Обзор литературы	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 Проведение капитального ремонта трубопровода в условиях болот

Особые трудности возникают при ликвидации аварий на нефтепроводах в условиях болот. Это в первую очередь объясняется сложными грунтово-геологическими условиями и слабой несущей способностью болотных грунтов. Современные аварийно-восстановительные службы могут за короткий срок ликвидировать аварию на нефтепроводах в обычных условиях. В условиях болот этот срок увеличивается за счет дополнительных работ по сооружению подъездных путей, рабочих площадок и составляет до 60 % времени, необходимого для восстановления нефтепровода.

В связи с освоением нефтяных месторождений Сибири и Севера восточной части страны по болотистой местности проходит значительное количество нефтепроводов больших диаметров (1020, 1220 мм). Протяженность участков болот, по которым проходят нефтепроводы, составляет десятки и сотни метров, а в отдельных случаях десятки километров.

В настоящее время существует большое число всевозможных классификаций болот.

В соответствии с [6]. "Правила производства и приемки работ. Магистральные трубопроводы" болота по характеру передвижения по ним строительной техники делятся три типа:

I тип – болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и неоднократное передвижение болотоходной техники с удельным давлением 0,02...0,03 МПа или работу обычной техники при использовании щитов, сланей или покрытий, обеспечивающих снижение удельного давления на поверхности залежи до 0,02 МПа;

II тип – болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и передвижение строительной техники только по щитам, сланям или дорогам,

					<i>Применение метода искусственного замораживания грунта при проведении ремонтно-восстановительных работ на подземных трубопроводах в условиях болот.</i>				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>					
<i>Разраб.</i>		<i>Москвин И.А.</i>			<i>Проведение капитального ремонта трубопровода в условиях болот</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					19	120	
<i>Консультант</i>						<i>НИТПУ, ИШПР, группа 2Б5А</i>			
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>							

обеспечивающим снижение удельного давления на поверхности залежи до 0,01 МПа;

III тип – болота, заполненные растекающимся торфом и водой с плавающей торфяной коркой, допускающие работу только специальной техники на понтонах или обычной техники с плавающих средств.

На трассах магистральных нефтепроводов встречаются участки болот всех типов, а поэтому при выборе транспортных средств ориентируются на использование автомашин наибольшей проходимости. Поверхностный слой болот разрушается после неоднократного прохождения техники, и несущая способность болота понижается в значительной мере, что требует прокладки временных дорог. Другой особенностью ремонта на болотах является то обстоятельство, что большая водонасыщенность и малая плотность болотистых масс не позволяют устраивать ремонтные котлованы обычными способами из-за обрушения стенок, а сам котлован зачастую заполняется поверхностными или грунтовыми водами. Вследствие малой пересеченности рельефа трасс магистральных нефтепроводов, пролегающих в болотистых районах, уклоны профиля трубопроводов также незначительны. Это обстоятельство в сочетании с тем, что расстояние между линейными задвижками 20–30 км, приводит к истечению большого количества нефти под действием малого статического напора.

Таким образом, специфика ремонта нефтепроводов на болотах связана со следующими характерными особенностями:

- ухудшением несущей способности поверхности болот при неоднократном проходе техники;
- обводненностью грунтов грунтовыми и поверхностными водами;
- невозможностью создания ремонтного котлована и котлована для сбора нефти обычным способом из-за неустойчивости грунтов;
- большой продолжительностью подготовительного периода аварийно-восстановительных работ, обусловленной большим объемом вытекающей

					<i>Проведение капитального ремонта трубопровода в условиях болот</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>20</i>

нефти, загрязнением нефтью больших пространств и затруднением доступа к месту повреждения;

- ограничением возможности маневрирования технических средств в районе ремонтных работ из-за залесенности болотистых участков нефтепроводов;

- необходимостью использования в большом количестве стройматериалов для настилов на поверхности болота;

- большой трудоемкостью доставки ремонтной техники в район аварии.

Анализ работ по ремонту нефтепроводов на болотах показывает, что основная часть работ по трудоемкости приходится на выполнение подготовительных операций, обеспечение подъезда к месту аварии и доступа к поврежденному участку нефтепровода.

Для этих целей разработан комплекс технических средств для ремонта нефтепроводов, проложенных на болотах. Комплекс включает технические средства, обеспечивающие сооружение подъездных путей; создание ремонтного котлована вокруг поврежденного участка и ремонтных площадок; выполнение вскрышных земляных работ; откачку нефти из поврежденного участка нефтепровода и закачку собранной нефти в отремонтированный нефтепровод; безогневую резку труб. Применение комплекса технических средств позволяет повысить производительность труда ремонтных работ, сократить сроки на ликвидацию аварии.

Как показывают статистические данные, продолжительность аварийно-восстановительных работ на магистральных нефтепроводах, проложенных в сложных условиях трассы, в частности, в болотистых и переувлажненных грунтах, в среднем в 2–3 раза больше, а экономический ущерб в 3–4 раза выше, чем на трубопроводах того же диаметра, проложенных в устойчивых грунтах. Это объясняется тем, что аварии на магистральных нефтепроводах, проложенных в болотистых и переувлажненных грунтах, осложняются рядом специфических факторов, в том числе сложностью вскрытия поврежденного участка нефтепровода и последующим устройством ремонтного котлована.

					<i>Проведение капитального ремонта трубопровода в условиях болот</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

Для вскрытия таких участков требуются специальные технологии и технические средства.

Большинство болот, имеют мощность торфяного горизонта от 0,5 до 3,5 м, по которым проходят нефтепроводы. В этих условиях проведение ремонтно-восстановительных работ с созданием ремонтного котлована по обычной технологии в весенне-летний период, а иногда круглый год, не представляется возможным. Значительная водонасыщенность торфов, наличие поверхностных вод приводят к обрушению стенок ремонтного котлована и заполнению его болотной массой, трудно поддающейся откачке насосами. Поэтому специфической особенностью разработки котлованов в заболоченных и переувлажненных грунтах является необходимость укрепления их стенок. Укрепление стенок ремонтного котлована и создание герметичности -наиболее трудоемкие и длительные операции. Для укрепления стенок котлованов иногда используют деревянные сваи. После уточнения места аварии производят разметку границ ремонтного котлована и разработку его одноковшовым экскаватором. Затем по периметру ремонтного котлована в два ряда выполняют забивку свай. Сваи забивают вплотную друг к другу, а расстояние между рядами составляет 15–20 см. После забивки между рядами свай подсыпают глину и утрамбовывают ручными трамбовками. Данный способ имеет низкую производительность из-за применения в большом объеме ручного труда. Так, аварийно-восстановительная бригада из 6 человек затрачивает следующее время на ограждение котлована размером 6х6 м: на забивку ограждающих элементов 42–44 ч, на подсыпку и утрамбовку глины 40–44 ч.

В промышленном и гражданском строительстве существует много способов, методов, устройств для погружения и извлечения свай, шпунтов. Но ни один из них не может быть применен для укрепления стенок котлована при ремонте нефтепроводов, проходящих по болотистой местности, по следующим причинам:

– аварийно-восстановительные работы на магистральных нефтепроводах выполняются в срочном порядке;

					<i>Проведение капитального ремонта трубопровода в условиях болот</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

- место производства работ, как правило, значительно удалено от развитых промышленных баз;
- в районе аварии существует повышенная взрывопожароопасность из-за разлитой нефти;
- в районе аварии, как правило, отсутствуют прочные дороги и площадки для подъезда и работы транспорта и аварийных технических средств;
- большая масса шпунтов и оборудования для их забивки создает дополнительные трудности при доставке к месту аварии.

Иногда стенки котлована крепят деревянными шпунтами, которые с одной стороны имеют паз, а с другой соответствующий ему выступ. При забивке шпунтов в ряд по периметру котлована выступ одного шпунта входит в паз другого, т.е. создается сплошная плотная стенка. Для забивки деревянных шпунтов в качестве ударного механизма используется импульсный пневмопробойник типа ИП 4603А, называемый "кротом". Недостаток установки тот же, что и при забивке металлических шпунтов: искривление стенки, приостановка погружения шпунта при встрече с древесными остатками, которых множество в болотной массе. С учетом этих факторов было создано устройство УП-1 (рис. 1.1), где погружение шпунтов осуществляется с помощью гидроцилиндров. В этом случае, встречая на своем пути древесные ветки, шпунт их срезает. Для того чтобы не происходило отклонение стенки от вертикали, шпунты перед погружением собирают на поверхности земли в стенку по всем сторонам будущего котлована (рис. 1.2). С помощью механизма погружения 1, происходит вдавливание шпунтов, который последовательно вдавливает каждый шпунт на глубину хода поршня гидроциклона (800–900 мм), обкатываясь по периметру котлована всей рамы. Шпунты, находясь в замковом соединении друг с другом, имеют строго вертикальное направление и сохраняют его до проектной отметки. Замки обеспечивают герметичность ограждения. Устройство для погружения шпунтов УП–1 позволяет укреплять стенки ремонтного котлована глубиной до 3 м на болотах I типа.

					Проведение капитального ремонта трубопровода в условиях болот	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

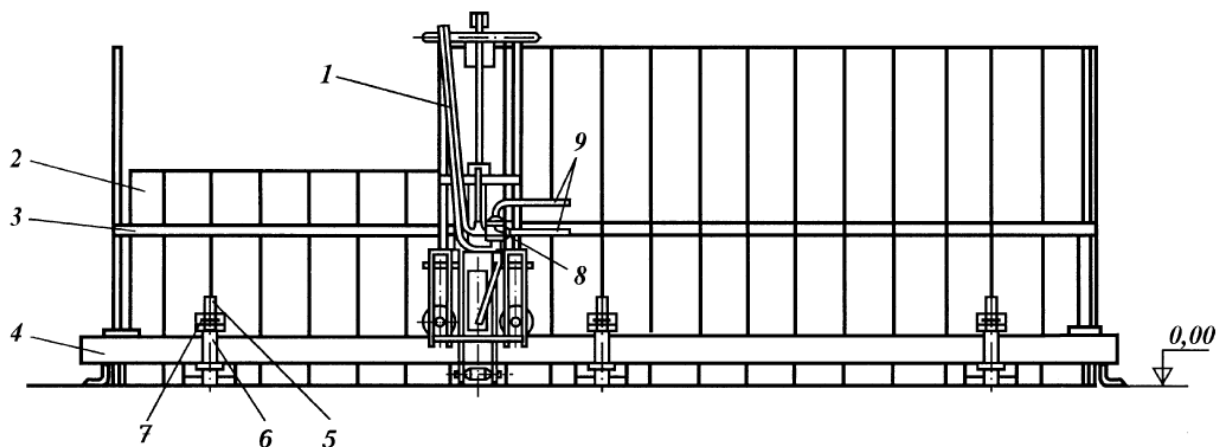


Рис 1.1 – Устройство для погружения шпунтов УП-1:

1 – механизм погружения; 2– шпунт; 3 – балка верхняя; 4 – рама; 5 – анкер;
6 – кронштейн; 7 – хомут; 8 – гидрораспределитель; 9 – рукав высокого давления

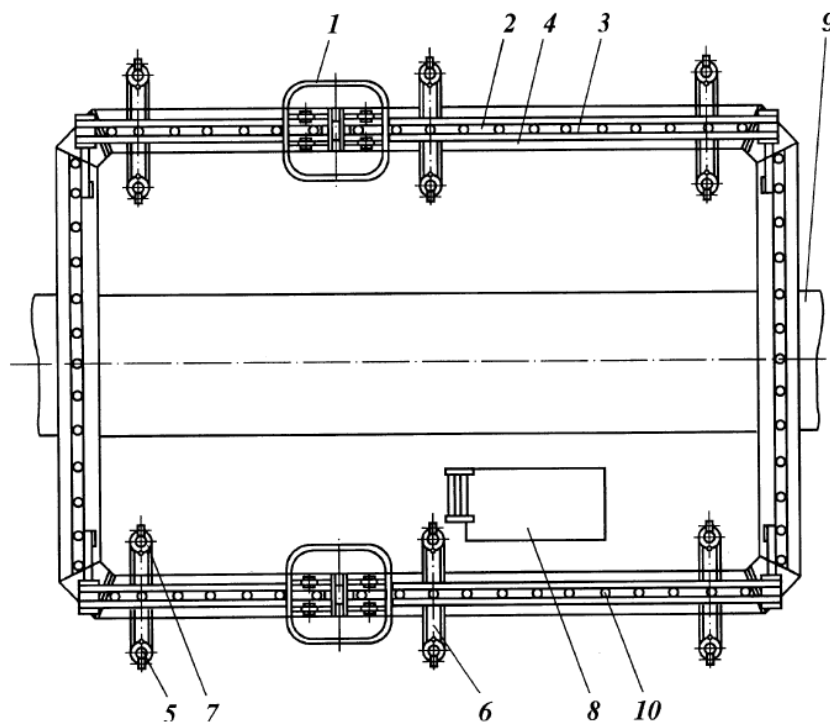


Рис. 1.2 – Устройство для погружения шпунтов УП-1 (вид в плане):

1 – механизм погружения; 2 – шпунт; 3 – балка верхняя; 4 – рама; 5 – анкер;
6 – кронштейн; 7 – хомут; 8 – площадка; 9 – трубопровод; 10 – замковое соединение

Техническая характеристика УП–1

Диаметр ремонтируемого трубопровода, мм.....	530–1220
Размеры ограждаемого ремонтного котлована, м, не более.....	6х4
Глубина погружения шпунта, м, не более.....	3,6
Максимальное усилие погружения, кН (тс).....	80 (8)
Масса одного шпунта, кг, не более.....	36
Габаритные размеры шпунта, мм.....	2000х300х33;
Гидроциклон, мм:	
Диаметр.....	80
Ход поршня.....	850
Несущая способность одного анкера, кН (тс).....	20 (2)
Количество механизмов погружения, шт.....	2
Масса устройства (без шпунтов), кг.....	3000

Укрепление стенок ремонтного котлована возможно путем ввода в болотную массу пенополиуретановой композиции (рис. 1.3).

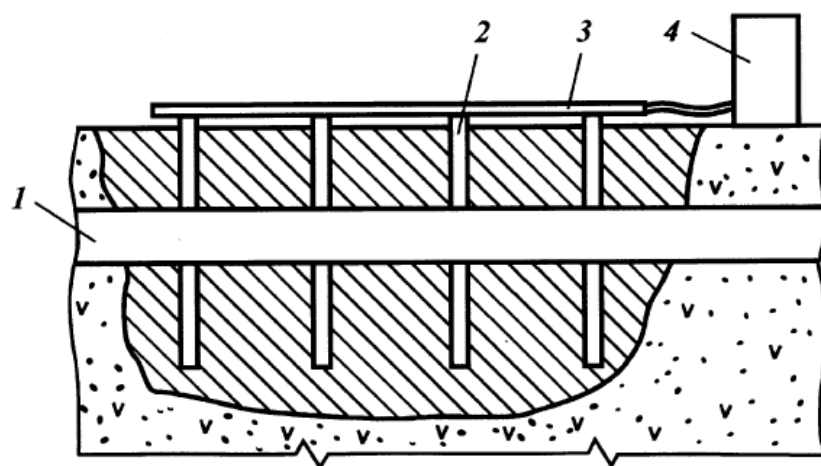


Рис. 1.3 – Способ создания ремонтного котлована с помощью
пенополиуретановой композиции:

1 – трубопровод; 2 – труба; 3 – гребенка; 4 – емкость

В зоне повреждения участка трубопровода 1, в болотную массу погружают вертикальные трубы 2 (рис. 1.3), которые подключают к гребенке 3, по которой в трубы под давлением из емкости 4 подают композицию пенополиуретана. Жидкая фаза композиции, вытесняя болотную массу в зоне повреждения, через 10–12 минут полимеризуется, увеличиваясь в объеме.

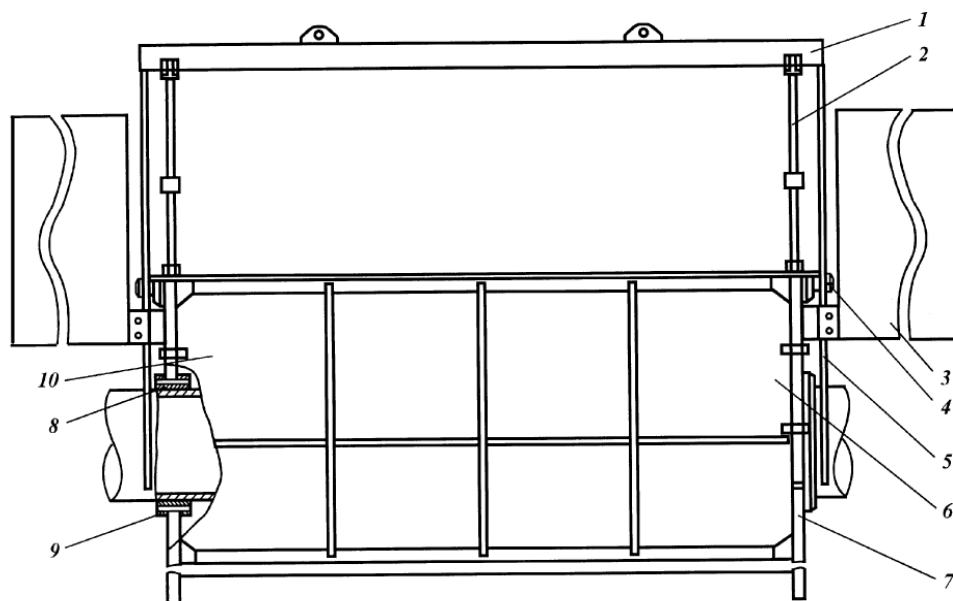
В образованном твердом массиве пенополиуретана разрабатывают котлован, например, путем вырезания мотопилами отдельных блоков с последующим их удалением.

В сильно переувлажненных грунтах и на болотах III типа создание ремонтного котлована с помощью шпунтовых ограждений невозможно. Для этих целей используются различные конструкции так называемых сухих доков, кессонов и герметичных камер.

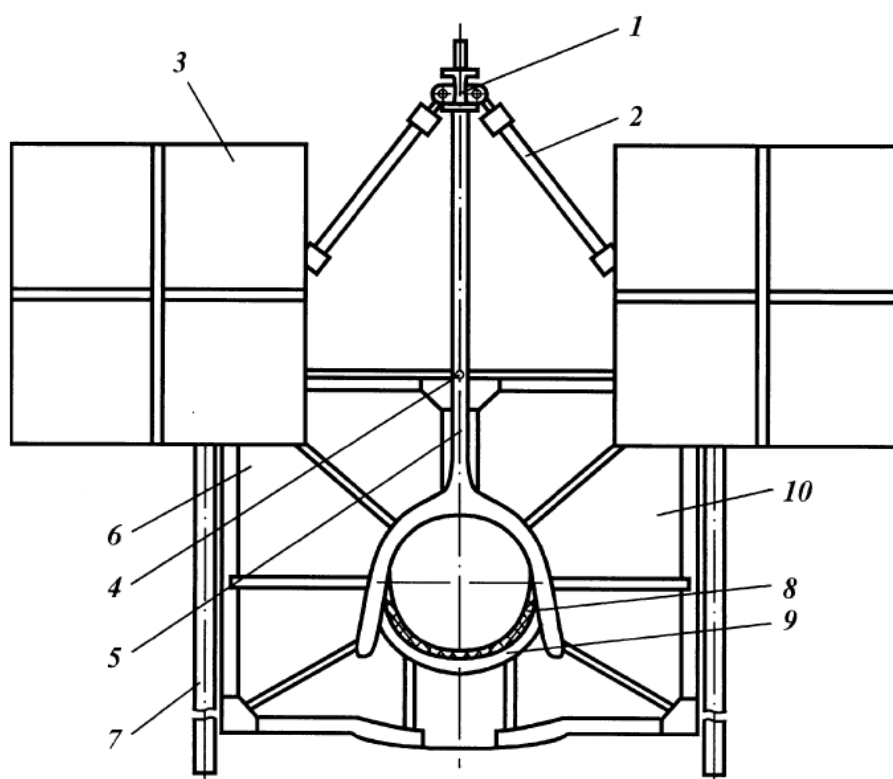
В институте ИПТЭР разработана ремонтная герметичная камера РГК, которая предназначена для создания котлована на трубопроводах диаметрами 530, 720, 820, 1020 и 1220 мм, проложенных на болотах всех типов. Камера РГК (рис. 1.4) представляет собой установку с гидравлическим приводом, которая монтируется с помощью крана образует ремонтный котлован на поврежденном участке нефтепровода. Корпус камеры состоит из двух шарнирно соединенных челюстей, которые смыкаются с помощью гидроцилиндров, обхватывая трубопровод торцевыми частями и образуя герметичную полость, открытую сверху. При необходимости борта камеры наращиваются одной или двумя приставками. Камера снабжена анкерными стойками, которые завинчиваются в грунт и придают ей устойчивость относительно трубопровода, а также противодействуют выталкивающей силе, создаваемой находящейся снаружи камеры жидкостью.

Через коллекторы с прямыми достигается находящейся снаружи камеры жидкостью. Через коллекторы с прямыми достигается полная откачка торфяно-водяной смеси из внутренней полости камеры.

					Проведение капитального ремонта трубопровода в условиях болот	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26



а



б

Рис. 1.4 – Ремонтная герметичная камера: а – вид сбоку; б – вид спереди;
 1 – подвеска; 2 – гидроцилиндр; 3 – груз; 4 – шарнир; 5 – направляющая штанга;
 6 – челюсть левая; 7 – стойка анкерная; 8 – маслобензостойкая штанга; 9 – узел
 герметизации; 10 – челюсть правая

К месту аварийно-восстановительных работ на болоте камеру доставляют на непотопляемых санях, которыми оборудована камера.

Общее время подготовки камеры из транспортного положения рабочей бригадой из 5 человек составляет 2 ч, демонтажа – также 2 ч. Испытания показали, что камера РГК позволяет создавать ремонтный котлован на болотах, обводненных участках трассы при глубине заложения трубопровода до 2,2 м. Внутри камеры можно проводить работы по ликвидации мелких дефектов трубы; операции, связанные с заменой дефектного участка, включающие вырезку этого участка труборезными машинками (или другими известными способами), подгонку, центровку и сварку новой "катушки".

Разработано также устройство, которое позволяет проводить ремонтные работы на заболоченных и обводненных участках магистральных нефтепроводов. Устройство (рис. 1.5) состоит из двух частей, сваренных из листовой стали толщиной 1,5–2 мм. Верхняя часть 4 выполнена в виде прямоугольника, нижняя 5 имеет закругленную форму. На внутреннюю поверхность устройства наварены ребра жесткости 3 из полосовой стали. Нижняя часть несколько меньше верхней, так как по месту разъема должна входить в верхнюю. На место аварии нижняя и верхняя части доставляются вертолетом, проушины 2 и 8 служат для закрепления троса. Для удобства эксплуатации на внешнюю часть приварены скобы 7 и направляющие 6.

Нижнюю часть заводят под поврежденный участок трубы 1 с помощью водолазов и затем с помощью троса с винтовым зажимом закрепляют на трубе. Верхнюю часть с помощью направляющих соединяют с нижней и закрепляют болтами. Торцевой разъем также скрепляют болтами. После этого устройство оказывается прикрепленным к трубе, и винтовой зажим снимают.

Из собранного устройства откачивают воду, в нижнюю часть укладывают деревянный настил.

					<i>Проведение капитального ремонта трубопровода в условиях болот</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

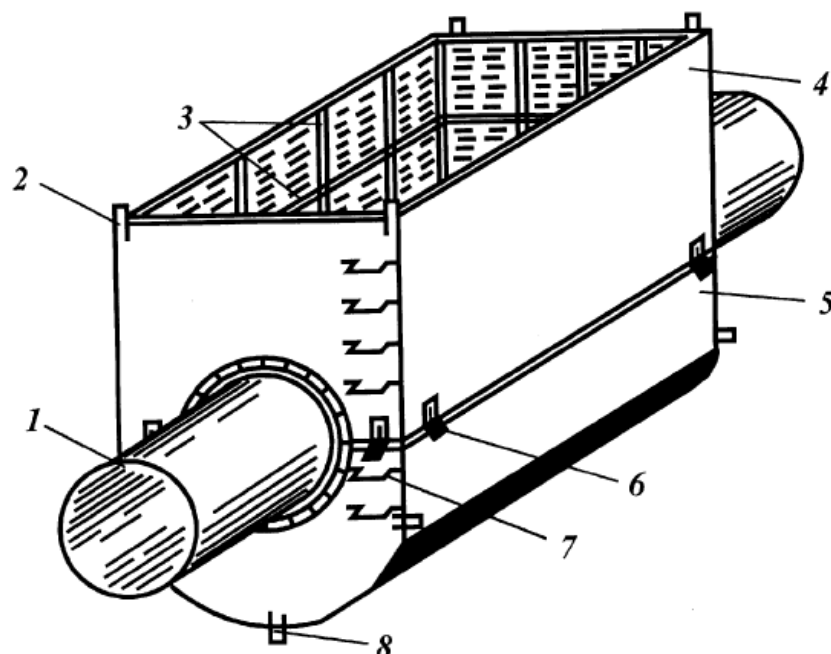


Рис. 1.5 – Устройство для ремонта трубопровода проложенного на болоте:

1 – трубка; 2, 8 – проушины; 3 – ребро жесткости; 4 – верхняя часть устройства;
5 – нижняя часть устройства; 6 – направляющая; 7 – скоба

Боковое уплотнение выполнено в виде шипа-паза, уплотняющий материал – резина или сальниковая набивка в виде жгута. Торцевое уплотнение выполнено в виде буксы, упирающейся через сальник в нажимной упор.

1.1 Виды ремонта магистральных трубопроводов и их специфика

Ремонт магистральных трубопроводов представляет собой комплекс технических мероприятий, направленных на восстановление основных фондов объектов трубопроводного транспорта. Цель ремонта – восстановление и поддержание первоначальных эксплуатационных качеств магистрального трубопровода в целом или его отдельных участков. Ремонт линейной части магистральных трубопроводов по объему и характеру выполняемых работ подразделяется на следующие основные виды:

- аварийный ремонт;
- текущий ремонт;
- капитальный ремонт.

К аварийному ремонту относят работы, связанные с ликвидацией аварий, возникающих в результате воздействия на трубопровод подземной коррозии; разрывов сварных стыков или трубопроводов по телу трубы; закупорок трубопровода, приводящих к полной или частичной его остановке; неисправностей в линейной арматуре: кранах, задвижках, камерах приема и пуска скребка и др.

После завершения сварочно-восстановительных работ на линейной части трубопроводов выполняют ремонт повреждений защитных покрытий, обнаруженных после вскрытия трубы, а также изоляцию зон сварных стыков с применением термоусаживающихся лент и манжет из эпоксидных, полиуретановых и других жидких полимерных композиций и лакокрасочных материалов.

Текущий ремонт – минимальный по объему и содержанию плановый ремонт, осуществляемый в процессе эксплуатации и заключающийся в систематически и своевременно проводимых работах по предупреждению преждевременного износа линейных сооружений, а также по устранению мелких повреждений и неисправностей.

Текущий ремонт подразделяют:

- на профилактический, количественно и качественно определенный и планируемый заранее по объему и выполнению;
- на непредвиденный, выявленный в процессе эксплуатации и выполненный в срочном порядке.

К текущему ремонту относят:

- работы, выполняемые при техническом обслуживании;
- ликвидацию мелких повреждений земляного покрова над трубопроводом;
- устройство и очистку водоотводных канав, вырубку кустарников;
- очистку внутренней полости трубопроводов от парафина, грязи, воды и воздуха;
- проверку состояния и ремонт изоляции трубопроводов шурфованием;

					<i>Проведение капитального ремонта трубопровода в условиях болот</i>	<i>Лист</i>
						<i>30</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- ревизию и ремонт запорной арматуры, связанные с заменой сальника и смазки;
- ремонт колодцев, ограждений, береговых укреплений, переходов трубопроводов через водные преграды;
- проверку фланцевых соединений, крепежа, уплотнительных колец, осмотр компенсаторов;
- замер толщины стенок трубопроводов ультразвуковым толщиномером;
- подготовку линейных объектов трубопроводов к эксплуатации в осенне-зимних условиях, в период весеннего паводка и устранение мелких повреждений, причиненных весенним паводком;
- периодическую окраску надземных трубопроводов, арматуры, металлических и ограждающих конструкций.

Мероприятия по техническому обслуживанию и текущему ремонту трубопроводов проводят в основном без остановки перекачки.

Ремонт повреждений защитных покрытий, обнаруженных при шурфовании и после проведения ультразвуковой толщинометрии, выполняют с использованием ремонтных изоляционных материалов, аналогичных материалам, применяемым для нанесения основного изоляционного покрытия.

Капитальный ремонт – наибольший по объему и содержанию плановый ремонт, который проводят при достижении предельных значений износа в линейных сооружениях, и связанный с полной разработкой, восстановлением или заменой изношенных, или неисправных составных частей сооружений.

К капитальному ремонту линейной части относят:

- все работы, выполняемые при текущем ремонте;
- вскрытие траншей, подземных трубопроводов, осмотр и частичную замену изоляции;
- ремонт или замену дефектных участков трубопровода и запорной арматуры, их переиспытание и электрификацию арматуры;
- замену фланцевых соединений, кронштейнов, опор и хомутов с последующим креплением трубопроводов к ним;

					Проведение капитального ремонта трубопровода в условиях болот	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

- просвечивание сварных швов;
- очистку полости и испытание трубопроводов на прочность и герметичность;
- окраску надземных трубопроводов, арматуры, металлических и ограждающих конструкций;
- ремонт колодцев и ограждений;
- берегоукрепительные и дноукрепительные работы на переходах трубопроводов через водные преграды;
- сооружение защитных кожухов на пересечениях с железными и шоссейными дорогами;
- ремонт и сооружение новых защитных противопожарных сооружений.

Технологический набор работ при капитальном ремонте трубопроводов примерно соответствует набору работ по их сооружению. Однако с точки зрения технологии, организации и управления он значительно сложнее, имеет свои специфические особенности. В организации проведения работ эти особенности заключаются в следующем: операции по вскрытию, подъему, очистке от старой изоляции, сварочно-восстановительные, изоляционно-укладочные работы и работы по засыпке трубопровода не могут быть совмещены в специализированном потоке, но должны быть выполнены в строгой технологической последовательности.

Особенности в технике и технологии проведения работ следующие:

- специфичность подготовительных работ, заключающаяся в определении положения трубопровода;
- наличие комплекса демонтажных работ, предшествующих выполнению всех остальных ремонтно-строительных операций;
- меньший удельный вес монтажных работ и больший для подъемно-укладочных операций;
- наличие специфических операций при ремонте стенки трубы, усилении стыков при частичной или полной замене трубы, секции или плети на отдельных участках трубопровода;

					Проведение капитального ремонта трубопровода в условиях болот	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

– сложность и трудоемкость производства вскрышных работ там, где требуется высокая квалификация машиниста для предотвращения повреждения стенки трубы ковшом (или ротором) экскаватора, а также значительная доля ручного труда;

– сложность и трудоемкость предварительной очистки трубопровода от старой изоляции и продуктов коррозии, существенное конструктивное отличие специальных ремонтно-строительных машин от тех же машин, применяемых при строительстве трубопроводов.

При производстве капитального ремонта линейной части трубопроводов выполняют следующие основные технологические работы: подготовительные, погрузочно-разгрузочные, транспортные, земляные, подъемно-очистные, сварочно-восстановительные, изоляционно-укладочные и контроль качества работ.

					<i>Проведение капитального ремонта трубопровода в условиях болот</i>	<i>Лист</i>
						<i>33</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2 Методы повышения устойчивости грунта

За основу я решил взять методы повышения устойчивости грунта при строительстве туннелей и шахт. Основными являются три способа: укрепление грунтов способом цементации, химическое закрепление грунтов (силикатизация) и искусственное замораживание грунтов.

2.1 Состав сооружений магистральных нефтепроводов

Цементацию грунтов применяют при проходке стволов шахт, усилении оснований фундаментов существующих зданий, для водоподавления и создания защитной цементной оболочки в грунте вокруг обделки сооруженного тоннеля. Процесс заключается в нагнетании под давлением через пробуренные скважины цементных, цементно-глинистых или глинистоцементных растворов, которые заполняют трещины, пустоты и поры в грунтовом массиве, что приводит к ликвидации или резкому сокращению водопритока. Наилучший эффект цементация дает в трещиноватых скальных грунтах, в валунно-галечниковых отложениях и гравелистых грунтах при скорости движения грунтовых вод до 300 м/сут и удельном водопоглощении не менее 0,5 л/мин. Не поддаются цементации мелкозернистые пески, плавунуны, глинистые грунты.

Различают два вида цементации: предварительную, осуществляемую до проходки выработки через скважины, пробуренные с поверхности или из забоя выработки, и последующую, выполняемую после проходки и закрепления выработки с целью заполнения оставшихся пустот.

При цементации с поверхности (рис. 2.1.1, а) скважины располагают на расстоянии 2–2,5 м от стены будущей выработки. Расстояние между скважинами 2–3 м. Глубина цементационных скважин зависит от размеров зоны цементации. Скважины бурят и породы цементируют в несколько приемов

					<i>Применение метода искусственного замораживания грунта при проведении ремонтно-восстановительных работ на подземных трубопроводах в условиях болот.</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Москвин И.А.			<i>Методы повышения устойчивости грунта</i>		
Руковод.		Саруев А.Л.					
Консультант							
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
						Лит.	Лист
							34
							120
						НИТПУ, ИШПР, группа 2Б5А	

(зонами), в пределах 10–15 м. После окончания цементации (через 1–3 сут) цементную пробку разбуривают и скважину углубляют для подготовки к цементации следующего участка.

При цементации пород из забоя (рис. 2.1.1, б) скважины располагают на расстоянии 0,5–1 м от крепи через 0,8–1,5 м одну от другой под углом.

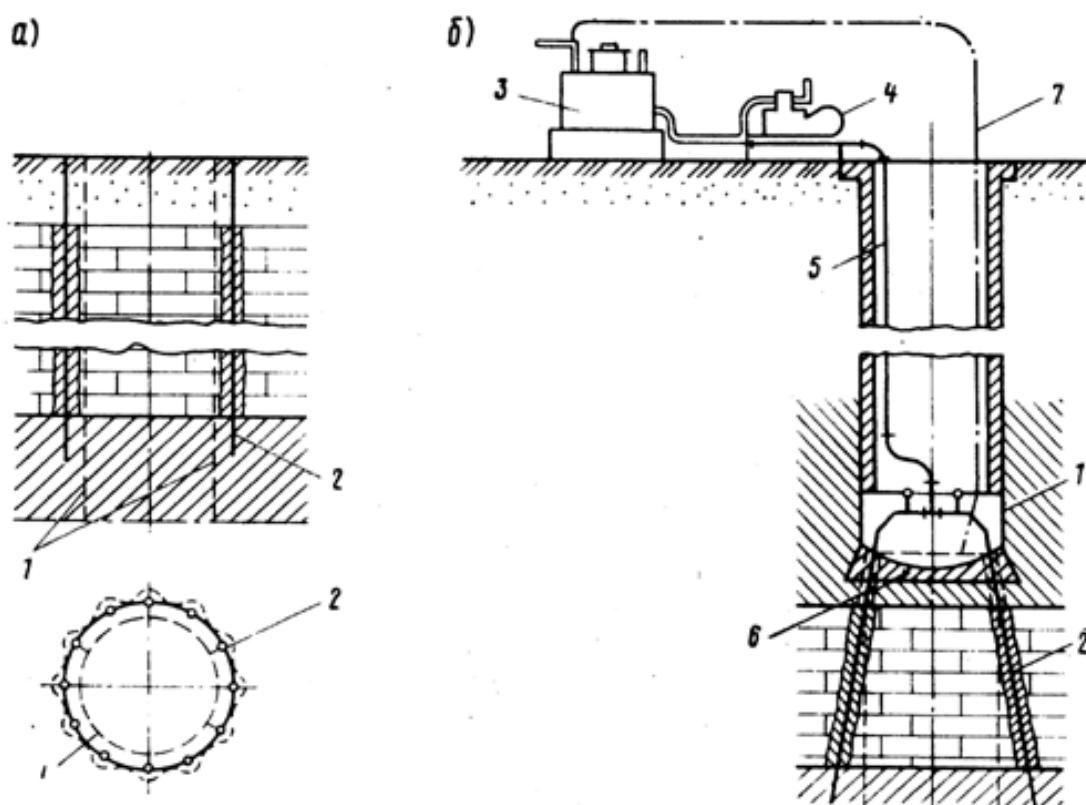


Рис. 2.1.1 – Схема цементации грунтов перед проходкой ствола шахты:

а – с поверхности земли; б – из забоя ствола; 1 – контур ствола; 2 – цементационная скважина (заштрихована зона нагнетания уплотняющего слоя цементного раствора); 3 – растворомешалка; 4 – растворовасос; 5 – цементационный трубопровод; 6 – тампонная перемычка; 7 – обратный трубопровод (при циркуляционном способе нагнетания раствора)

Для приготовления цементационных растворов применяют растворосмесители, а нагнетание производят цементными растворонасосами. Применяют также передвижные (смонтированные на автомобилях) цементационные установки, оборудованные смесительными баками, гидравлическими цементомешалками, водяными и цементационными насосами.

Цементацию можно вести нисходящими заходками, когда бурение и нагнетание производят последовательно участками сверху вниз, и восходящими заходками, когда скважины бурят сразу на полную глубину, а раствор нагнетают с одновременным подъемом инъектора.

2.2 Химическое закрепление грунтов

При строительстве метрополитенов химическими методами закрепляют грунты под фундаментами зданий и сооружений, расположенных вблизи трассы метрополитена, с целью защиты от возможных осадок при проходке тоннелей закрытым способом, а также для защиты подземных коммуникаций от просадок и в некоторых других случаях.

Процесс заключается в нагнетании в грунт под давлением (через систему инъекторов или скважин) водных растворов силиката натрия (жидкого стекла) с отвердителем или синтетической смолы с отвердителем. В первом случае процесс называют силикатизацией, во втором – смолизацией.

При силикатизации также широко используют цементносиликатные и глиносиликатные растворы в смеси с отвердителями.

В качестве отвердителей можно применять хлористый кальций, ортофосфорную, кремнефтористоводородную или щавелевую кислоту, алюминат натрия.

При смолизации используются водные растворы карбамидных смол с кислотными отвердителями.

Вид, концентрацию и рецептуру растворов выбирают в зависимости от физико-механических свойств грунтов и гидрогеологических условий закрепляемого участка.

Силикатизацию (двух и однорастворную) и смолизацию можно использовать как способ постоянного закрепления грунтов оснований зданий и сооружений на весь период их эксплуатации. Эти способы эффективные в песчаных грунтах и трещиноватых скальных породах с коэффициентом фильтрации от 0,5 до 80 м/сут.

					Методы повышения устойчивости грунта	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Инъектор для вертикального инъецирования (рис. 2.2.1) представляет собой колонну стальных бесшовных труб 3. Нижняя часть инъектора состоит из конического наконечника 5 и участка цельнотянутой трубы 4, по периметру которой просверлены отверстия диаметром 3 мм, расположенные в шахматном порядке. От засорения грунтом отверстия защищены резиновыми клапанами. Верхняя труба имеет штуцер 2 для присоединения к нагнетательному шлангу и съемный наголовник для восприятия ударов при погружении.

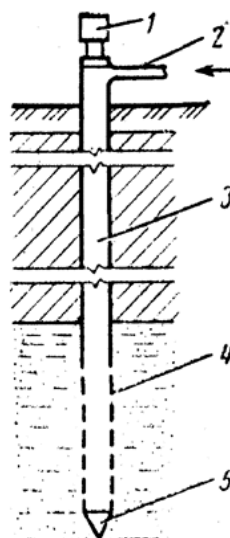


Рис. 2.2.1 – Вертикальный инъектор для закрепления грунтов

При двухрастворной силикатизации производят поочередное нагнетание через инъекторы силиката натрия (жидкого стекла) и раствора отвердителя (хлористого кальция).

При одnorазтворной силикатизации одновременно нагнетают гелеобразующую смесь из раствора силиката натрия с отвердителем. По этой же технологии нагнетаются цементносиликатные и глиносиликатные растворы, состоящие из смеси цемента или бентонитовых глин, силиката натрия.

В песчаных и других слабых грунтах инъекторы погружают в грунт ударами пневматических молотков или дизельмолотов копровых установок. В гравелистых, трещиноватых скальных грунтах инъекторы погружают в предварительно пробуренные скважины.

При проведении работ из забоя тоннеля применяются горизонтальные инъекторы, состоящие из манжетных колонн и тампонов. Манжетная колонна

состоит из звеньев, труб, которые наращивают по мере бурения колонны или ее углубления в скважину. На каждом звене расположены прорезы с отверстиями, прикрытыми резиновыми манжетами. Первое звено манжетной колонны имеет наконечник для заглубления в грунт.

Тампон представляет собой две соединенные друг с другом трубы, имеющие в средней части отверстия для выхода раствора, прикрытые резиновой манжетой, а на концах разжимные клапаны, которые регулируют проникновение раствора в строго ограниченную зону инъекционной манжетной колонны. Тампон закрепляют на трубе, по которой подается инъекционный раствор в зону между двумя клапанами.

Нагнетание химических растворов ведут заходками, обеспечивающими монолитность закрепления грунта. Так, закрепление грунта с помощью вертикальных инъекторов ведут сверху вниз заходками на длину перфорированной части инъектора. На каждой заходке нагнетают раствор, в результате чего вокруг инъектора образуется столбчатый участок закрепленной породы (рис. 2.2.2). Иногда применяют нагнетание восходящими заходками, при котором инъектор сразу забивают на полную глубину, а затем поднимают вверх по мере нагнетания отдельными заходками. Для сплошного закрепления массива грунта инъекторы располагают в плане рядами в шахматном порядке. Радиус зоны закрепления породы вокруг одного инъектора зависит от коэффициента фильтрации грунтов и колеблется в пределах от 30 до 100 см. При закреплении грунта в процессе проходки тоннеля глубина заходки может колебаться в пределах от 5–8 до 25–30 м в зависимости от гидрогеологических условий участка и длины пробуриваемых скважин.

Расстояние между инъекторами в ряду, а также расстояния между рядами инъекторов принимают в полтора раза (или несколько больше) превышающими радиус зоны закрепления грунта от одного инъектора. Бурение скважин или задавливание инъекторов ведут при наличии впереди забоя целика закрепленного грунта или бетонной стенки, в которой устанавливают кондукторы для бурения скважин, установки инъекторов и в случае

					<i>Методы повышения устойчивости грунта</i>	<i>Лист</i>
						38
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

необходимости запорной арматуры, для предотвращения выброса водоносного грунта.

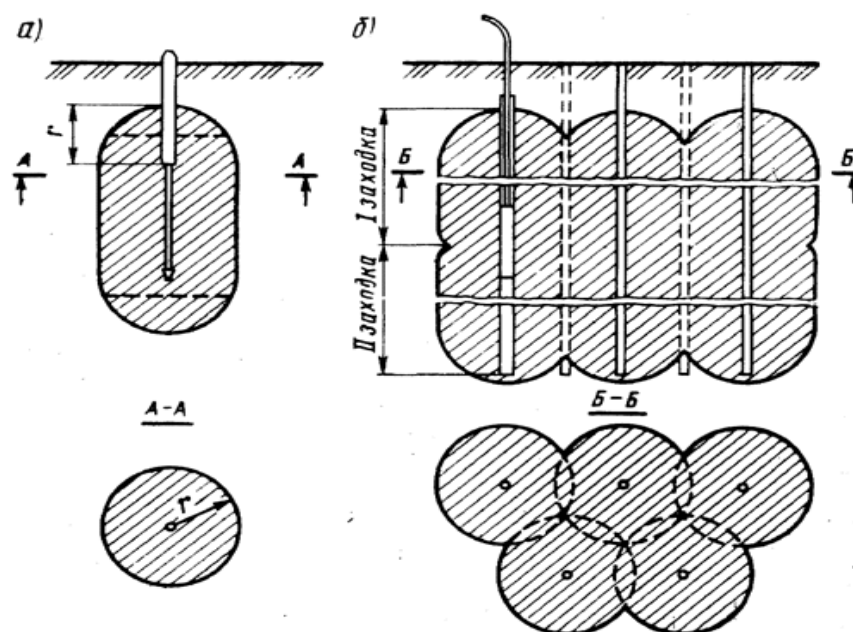


Рис. 2.2.2 – Схема расположения инъекторов в массиве закрепляемого грунта:

а – при одиночной инъекции; б – при закреплении на глубину двух заходок

Инъекцию раствора выполняют следующим образом. Манжетную колонну устанавливают сразу на всю длину пробуренной скважины. Тампон закрепляют на трубе, по которой подается раствор, и вдвигают ее в манжетную колонну до конца последней. По мере продвижения тампона на нужную длину трубу наращивают. Среднюю часть тампона с отверстиями устанавливают строго против отверстий в манжетной колонне в тех местах, где надо делать инъекцию. Этим обеспечивается быстрота и качество работ по закреплению грунтов.

В ряде случаев применяют прямое инъецирование в грунт через инъекторы без применения манжетных колонн. Технология таких работ заключается в последовательной обработке зоны неустойчивых грунтов заходками по 3–5 м в направлении от забоя в глубь горного массива (рис. 2.2.3). Работу начинают с бурения скважин, установки инъекторов и закрепления грунта на первой заходке у бетонной стенки. Затем повторяют те же операции на следующей заходке, пока вся зона не будет закреплена.

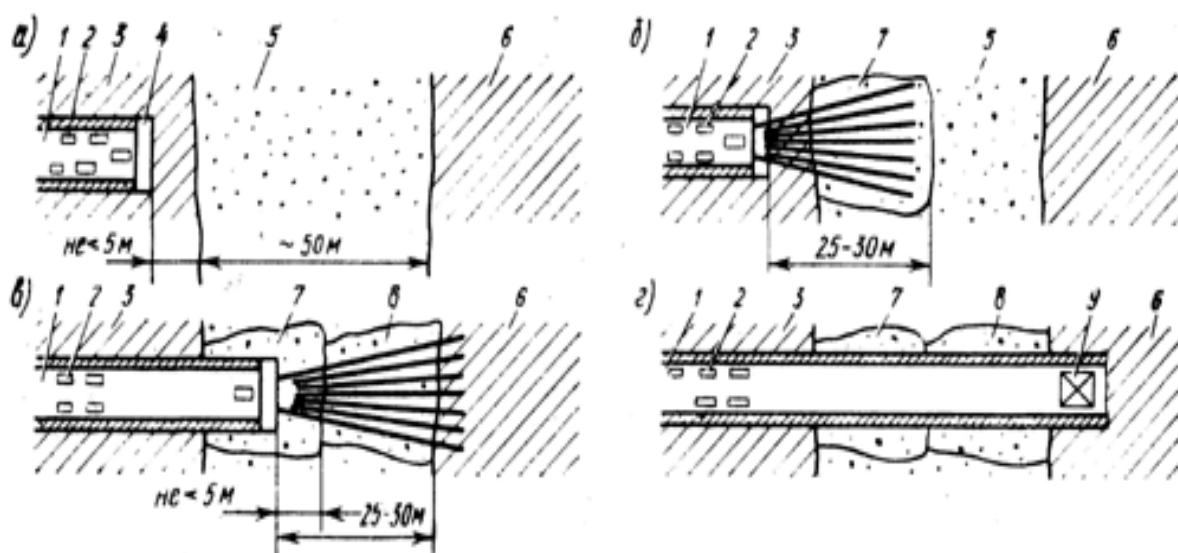


Рис. 2.2.3 – Схема химического закрепления грунта при проходке горизонтальной выработки:

а – подготовка тоннеля к производству закрепления грунтов; б – бурение скважин для закрепления первого (начального) участка зоны неустойчивых грунтов; в – проходка тоннеля по первому участку закрепленных грунтов; г – выход тоннеля из зоны закрепленных неустойчивых грунтов; 1 – тоннель; 2 – оборудование для химического закрепления грунтов; 3 и 6 – зоны устойчивых грунтов; 4 – бетонная предохранительная стенка; 5 – зона неустойчивых грунтов; 7, 8 – первый и второй участки зоны неустойчивых грунтов, закрепленные химическим способом; 9 – проходческое оборудование

Способы нагнетания растворов

Технологию процесса двухрастворной силикатизации выбирают в зависимости от скорости движения подземных вод: чем больше скорость, тем быстрее должны вступить в химическую реакцию нагнетаемые растворы, чтобы не произошло их вымывание.

При последовательном способе иньектор забивают на глубину первой заходки, нагнетают жидкое стекло, затем забивают его на глубину второй заходки и снова нагнетают тот же раствор, повторяя процесс до требуемой глубины. После этого иньектор извлекают, забивают на полную глубину другой иньектор и, постепенно извлекая его, нагнетают раствор хлористого кальция. Этот способ применяют при скоростях потока воды менее 1 м/сут.

При способе нагнетания по заходкам на глубину каждой заходки поочередно забивают и извлекают иньектор для жидкого стекла и иньектор для хлористого кальция. Этот способ применим при скоростях потока воды от 1 до 3 м/сут.

При одновременном способе нагнетания на каждую заходку забивают два иньектора на расстоянии 15–20 см один от другого и одновременно нагнетают в иньектор жидкое стекло, в другой – раствор хлористого кальция. Этот способ целесообразно применять при скоростях потока более 3 м/сут.

Однорастворную силикатизацию применяют для закрепления мелкозернистых и пылеватых песков с коэффициентом фильтрации 0,5–2,0 м/сут. Гелеобразующую смесь готовят непосредственно перед нагнетанием путем смешивания в смесителе жидкого стекла с раствором отвердителей и сразу же с помощью насосов через иньектор нагнетают в грунт.

Смолизацию грунтов ведут по принципу однорастворной силикатизации. Рабочий раствор приготавливают непосредственно перед нагнетанием в такой последовательности: в отдельных баках готовят растворы смолы и отвердителя. Затем к раствору смолы добавляют отвердитель и после тщательного перемешивания смесь нагнетают в грунт через иньекторы. Время гелеобразования 1,5–4 ч. При силикатизации и смолизации необходимо вести постоянный контроль качества исходных материалов и строго соблюдать подобранные лабораторным путем их количества при перемешивании. Качество выполненных работ проверяют путем забивки в разных местах контрольных иньекторов, через которые нагнетают воду для определения остаточного удельного водопоглощения закрепленных грунтов.

2.3 Искусственное замораживание грунтов

Искусственное замораживание грунтов на строительстве метрополитенов применяют при проходке стволов шахт, эскалаторных тоннелей, перегонных тоннелей, строительстве станций закрытого способа, разработке котлованов под сооружения метрополитена возводимых открытым способом.

					<i>Методы повышения устойчивости грунта</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

Искусственное замораживание грунтов позволяет создать прочное ограждение кругового или прямоугольного очертания из замороженного грунта, препятствующее проникновению в сооружаемую выработку грунтовой воды или водонасыщенных неустойчивых грунтов. Такое ограждение воспринимает давление окружающего выработку или котлован грунта, а также гидростатический напор грунтовых вод.

2.3.1. Замораживание грунтов рассольным способом

Для замораживания грунтов обычно используют так называемый холодильный агент (хладагент). Обычно в качестве хладагента применяют охлажденный водный раствор хлористого кальция (рассол), который обладает способностью оставаться жидким при отрицательных температурах. Такой рассол, охлажденный на замораживающей станции, по системе труб подают к замораживающим колонкам, опущенным в пробуренные скважины.

Для создания ледогрунтового ограждения предварительно по контуру будущей выработки через всю толщу водоносных грунтов бурят скважины, заглубляя концы их на 2–5 м в водоупорный грунт (глины, плотные безводные сланцы, мергели). Расстояние между этими скважинами определяется проектом из расчета, что радиус намораживаемого вокруг скважины ледогрунтового цилиндра составляет 1,25–1,5 м.

В случаях, когда не представляется возможным заглубить контурные замораживающие скважины в водоупор, грунтовой массив замораживают по всему сечению сооружаемой выработки, для чего замораживающие скважины бурят и внутри контурных скважин.

В пробуренные скважины опускают замораживающие трубы – колонки (рис. 2.3.1.1) с наглухо заваренным нижним концом (дном). В колонки опускают трубы меньшего диаметра, не доходя дна на 40–50 см с открытым нижним концом – питающие трубы.

Замораживающие колонки через специальные оголовки соединяют в расположенную на поверхности общую систему, состоящую из трубы-распределителя, по которой к питающим трубам подается охлажденный на

					Методы повышения устойчивости грунта	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

замораживающей станции раствор хлористого кальция (рассол), и трубы – коллектора, отводящей рассол из колонок к той же станции.

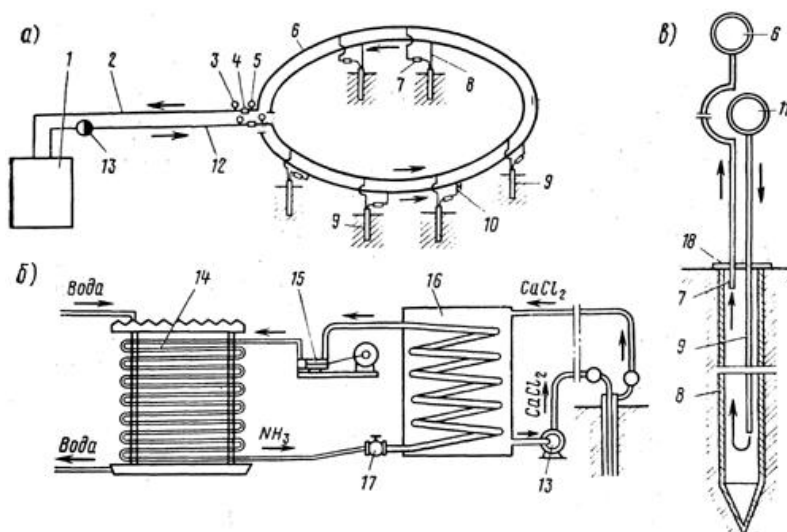


Рис. 2.3.1.1 – Установка для замораживания грунтов:

а – схема циркуляции раствора; б – схема замораживающей станции; в – конструкция замораживающей колонки; 1 – рассольный бак; 2 – обратный рассолопровод; 3 – термометр; 4 – водомер; 5 – манометр; 6 – коллекторное кольцо; 7 – отводящая труба; 8 – замораживающие колонки; 9 – питающая труба; 10 – кран; 11 – распределительный рассолопровод; 12 – прямой рассолопровод; 13 – насос; 14 – конденсатор; 15 – аммиачный компрессор; 16 – испаритель; 17 – регулирующий вентиль; 18 – головка замораживающей колонки

На замораживающей станции монтируют насосно-компрессорные агрегаты и устройства, предназначенные для обеспечения работы всей системы замораживания. Холодный рассол насосами нагнетается в распределитель, откуда он равномерно расходится по питающим трубам замораживающих колонок. Достигнув дна колонки, рассол, давление которого поддерживается насосами на станции, поднимается вверх по кольцевому пространству между питающей трубой и замораживающей колонкой, омывая ее внутренние стенки. При этом происходит теплообмен: рассол отнимает тепло у грунта, окружающего колонку, и понижает его температуру, что постепенно приводит к замораживанию грунта. Затем из колонки через оголовок рассол поступает в коллектор, а из него на замораживающую станцию, где вновь охлаждается.

На замораживающей станции монтируют две системы машин и механизмов. Первая система (аммиачная) предназначена для охлаждения рассола аммиаком и включает компрессор, конденсатор и испаритель, соединенные трубопроводами. Вторая система (рассольная) предназначена для обеспечения циркуляции рассола и включает рассольный бак, насос, трубопроводы, распределитель, коллектор и замораживающие колонки.

Охлаждение рассола происходит следующим образом. Компрессор сжимает засасываемые из испарителя пары жидкого аммиака до давления 0,8–1,2 МПа, при этом происходит нагрев паров аммиака. Сжатые пары аммиака поступают по трубопроводу в конденсатор, состоящий из труб, постоянно омываемых холодной водой, где пары аммиака охлаждаются, превращаясь в жидкость. Жидкий аммиак поступает в испаритель. Секции испарителя находятся в баке, заполненном рассолом – водным раствором хлористого кальция, замерзающим при температуре минус 34⁰С. Испаряясь, жидкий аммиак отнимает от рассола значительное количество тепла, необходимое для парообразования, при этом рассол охлаждается до температуры минус 20–26⁰С. Затем с помощью центробежного насоса охлаждаемый рассол нагнетается в распределитель, из которого поступает в замораживающие колонки, и, отдавая часть холода грунту, возвращается обратно по коллектору в испаритель для повторного охлаждения. Далее цикл повторяется.

Постепенно вокруг каждой колонки образуется массив замороженного грунта цилиндрической формы. При дальнейшем замораживании объем замороженных цилиндров увеличивается, и они смерзаются между собой в сплошной кольцевой массив (рис. 2.3.1.2).

Время, необходимое для образования замороженного массива, зависит от гидрогеологических условий, числа замораживающих колонок, температуры циркулирующего рассола, проектной толщины замороженного массива. Ориентировочный срок для создания замороженного контура при расстоянии между скважинами 1,25 м колеблется в пределах от 40 до 60 сут. при круглосуточной работе замораживающей станции. Этот процесс называют

					Методы повышения устойчивости грунта	Лист
						4.4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

активным замораживанием. Чтобы массив поддерживался в замороженном состоянии, замораживающая станция в течение всего времени проходки в замороженной зоне работает по режиму, определяемому в проекте (в одну или две смены) – это период поддержания замораживания.

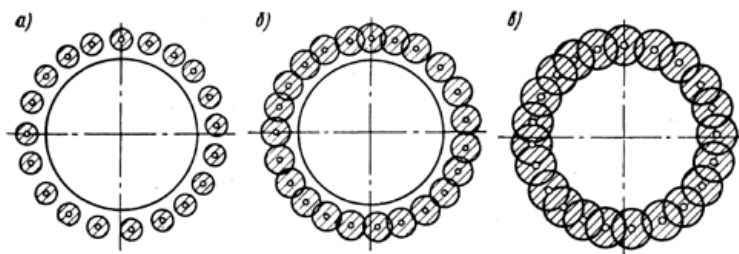


Рис. 2.3.1.2 – Последовательность образования ледогрунтового кольцевого массива вокруг ствола шахты:

а – начальный период; б – середина процесса; в – конец замораживания

Об образовании замкнутого ледогрунтового ограждения судят по поднятию уровня воды в специально пробуренной контрольной гидрогеологической скважине. Когда образование замкнутого ледогрунтового ограждения на одном из водоносных горизонтов заканчивается и начинается его утолщение, вода внутри замороженного контура испытывает давление утолщающихся стен ограждения, и уровень воды в контрольной скважине поднимается.

Работы по проведению замораживания начинают с бурения скважин и установки в них замораживающих колонок с питающими трубами. Параллельно ведут работы по строительству замораживающей станции, монтажу оборудования и рассолопроводов с таким расчетом, чтобы к окончанию бурения скважин можно было провести испытания и ввести всю систему в работу.

Производство горнопроходческих и строительных работ в замороженной зоне имеет ряд особенностей. Работы следует вести при тщательном контроле за состоянием ледогрунтового ограждения и режимом работы замораживающей станции для сохранения размеров ледогрунтового ограждения и его температуры.

При открытых работах выемку грунта из котлована в период положительных температур воздуха необходимо вести с защитой стенок ледогрунтового ограждения от действия атмосферных осадков и солнечных лучей.

При разработке грунта буровзрывным способом необходимо соблюдать меры предосторожности, не допускать деформации ледогрунтового ограждения и повреждения замораживающих колонок.

После окончания проходческих работ и возведения постоянной обделки сооружения приступают к оттаиванию замороженных грунтов, которое может происходить естественным путем или выполняется искусственно путем нагнетания в скважины нагретого рассола или воды.

2.3.2. Низкотемпературное замораживание с использованием жидкого азота

В последние годы в практике метростроения для искусственного замораживания грунтов стали применять новый хладагент – жидкий азот, представляющий собой бесцветную жидкость, температура испарения которой очень низка (при атмосферном давлении она равна минус 195,8⁰С).

Получают жидкий азот на специальных заводах путем сжижения атмосферного воздуха при низких температурах и последующего разделения его на жидкий азот и кислород, имеющие разные температуры испарения. Жидкий азот транспортируют в специальных емкостях (танках).

В отличие от других промышленных хладагентов (аммиака, фреона), которые можно использовать только в замкнутой системе холодильной установки, жидкий азот используют однократно (испаряющийся газ выпускают в окружающую среду).

Способ низкотемпературного замораживания с применением жидкого азота обладает рядом преимуществ в сравнении с обычным (рассольным) замораживанием. При замораживании жидким азотом не нужны замораживающие станции, а также сети трубопроводов. Доставленный на стройплощадку жидкий азот из цистерн пускают сразу в замораживающие

					<i>Методы повышения устойчивости грунта</i>	<i>Лист</i>
						46
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

колонки. Скорость замораживания увеличивается, что особенно важно при больших скоростях фильтрации грунтовых вод, а также при поступлении термальных и минерализованных вод.

Доставляют жидкий азот в смонтированных на автомобилях цистернах вместимостью 1200, 3000 и 5000 л и более. На замораживание 1 м³ грунта с содержанием воды до 30% расходуется 1000 л жидкого азота. Скорость замораживания грунта составляет 10–15 см/сут и превышает скорость водопритока в замороженную зону, поэтому интенсивного пучения и водонасыщения грунта не происходит. Жидкий азот взрывопожаробезопасен, нетоксичен и недорог.

При низкотемпературном замораживании замораживающие колонки соединяют последовательно в одну систему. Жидкий азот поступает во внутреннюю (питающую) трубу первой замораживающей колонки. В кольцевом пространстве колонки жидкий азот испаряется и в газообразном состоянии поднимается к оголовку колонки, откуда затем по трубопроводу поступает в питающую трубу соседней колонки и т. д. (рис. 2.3.2.1). Из последней колонки системы он поступает в атмосферу при температуре около минус 40⁰С.

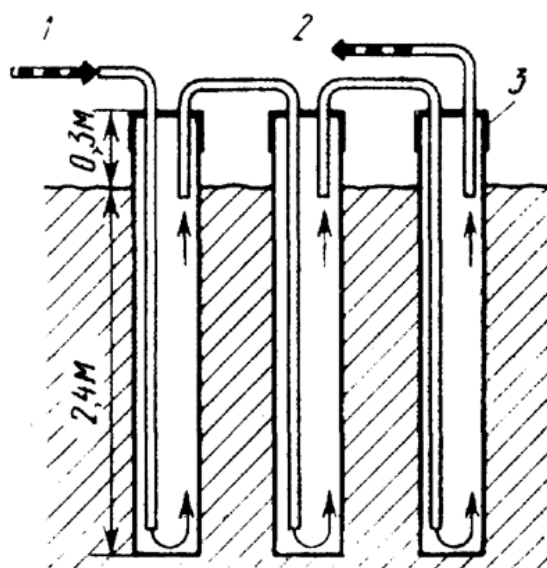


Рис. 2.3.2.1 – Схема низкотемпературного (азотного) замораживания:

1 – подводящая трубка; 2 – трубка для отвода испарившегося азота;

3 – стальной оголовок замораживающей колонки

					Методы повышения устойчивости грунта	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

Применение технологии низкотемпературного замораживания эффективно при ликвидации прорывов воды и плывунов в горные выработки, а также при выполнении срочных работ в водоносных грунтах.

Искусственное замораживание является универсальным средством стабилизации грунтов и обеспечения возможности ведения работ в водоносных породах. В то же время оно имеет ряд недостатков.

Пучение обводненных грунтов вследствие увеличения их объема при замораживании и осадка при оттаивании может приводить к деформациям поверхностных сооружений, под которыми ведутся работы по замораживанию, особенно если они выполняются на небольшой глубине. Подготовительные работы сложны, а сам процесс замораживания длителен, стоимость таких работ довольно высока.

Совмещенное применение замораживания и водопонижения позволяет осушить грунт в котловане, огражденном замкнутой водонепроницаемой ледогрунтовой стеной.

Классификация способов закрепления грунтов приведена на (рис. 2.3.2.2), а на (рис. 2.3.2.3) приведены методы строительства ремонтного котлована.

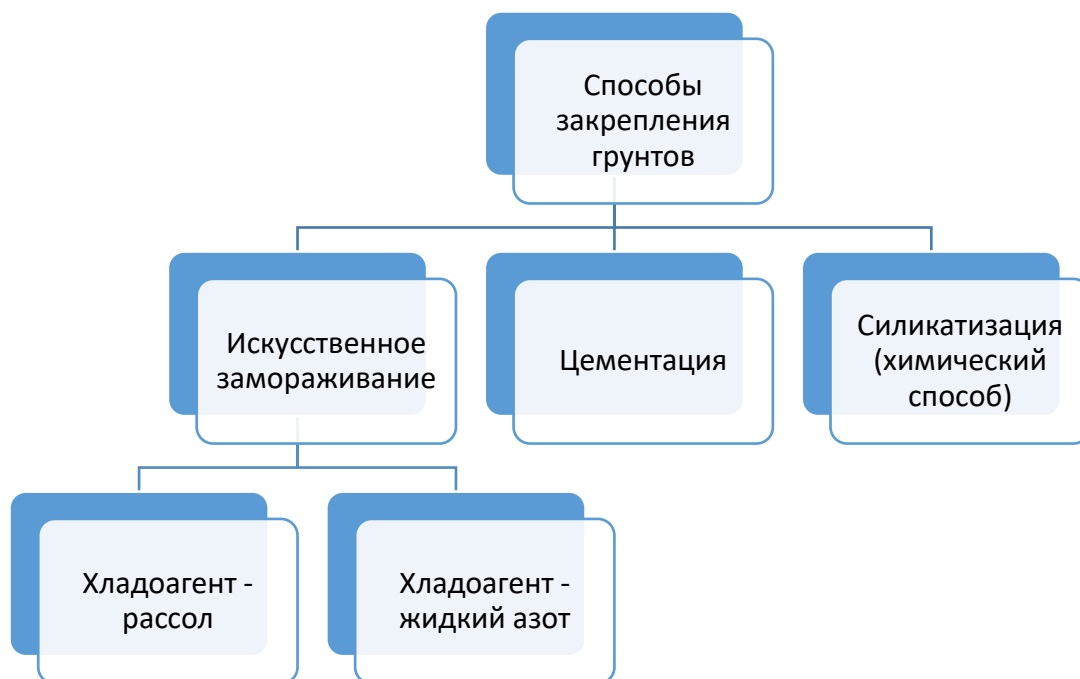


Рис. 2.3.2.2 – Классификация способов закрепления грунтов

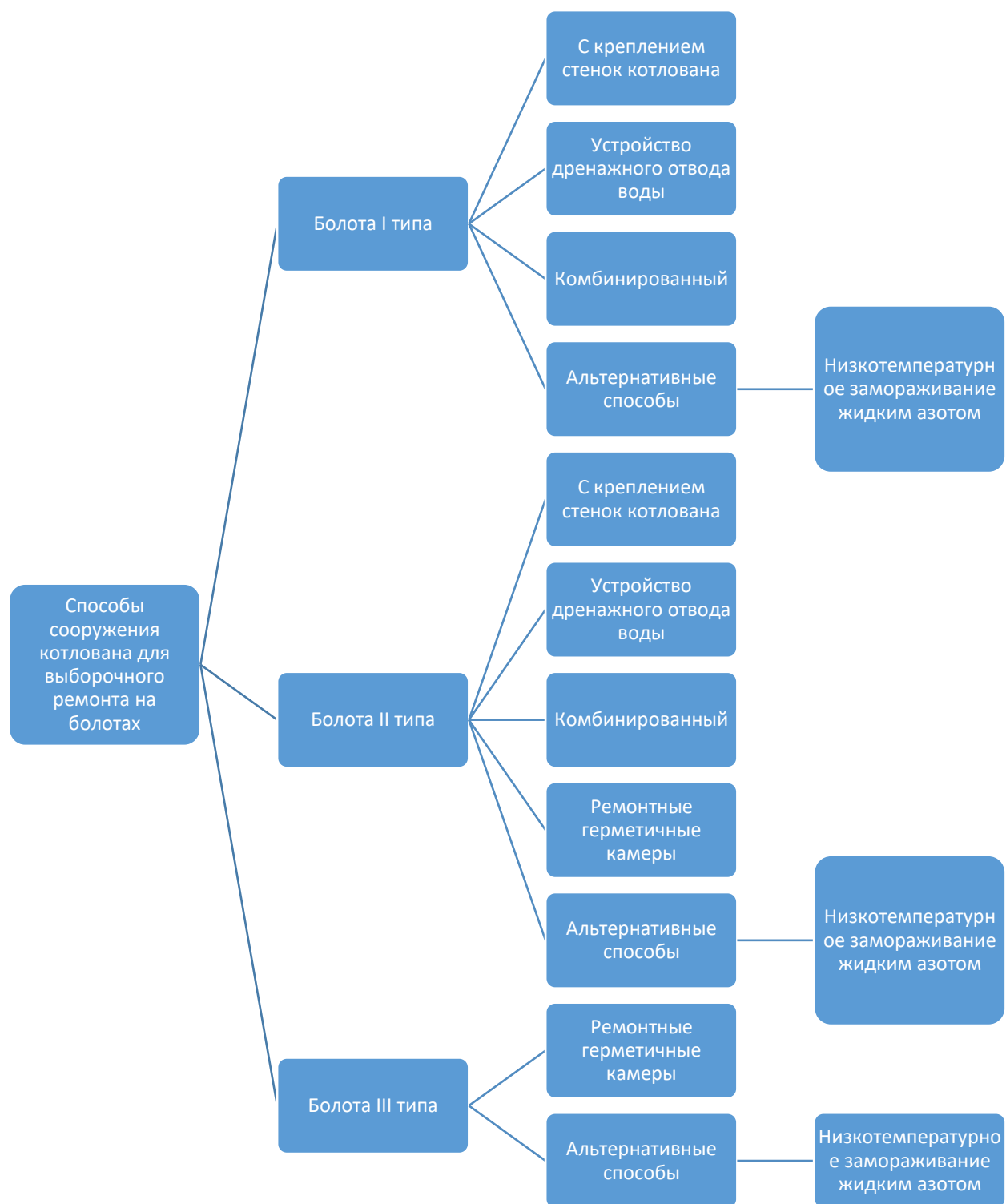


Рис. 2.3.2.3 – Методы строительства ремонтного котлована

3 Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов

Из трех вышеописанных методов я решил выбрать метод искусственного низкотемпературного замораживания грунта с использованием жидкого азота по следующим причинам.

Способ цементации невозможно применить в данных условиях, так как мелкозернистые пески, плывуны, глинистые грунты не поддаются цементации.

Способ силикатизации возможно применить для увлажненных грунтов, но грунты подвергшиеся силикатизации невозможно вернуть в исходное состояние. С точки зрения экологии такие методы использовать непредпочтительно.

За последние два десятилетия замораживание грунта жидким азотом из экзотической сферы применения газа с множеством неизвестных факторов превратилось в стандартную методику обработки неустойчивых грунтов и мест утечек.

Использование данного процесса обладает большим числом достоинств:

- монтаж установки замораживания с использованием жидкого азота может быть произведен очень быстро;
- объем капиталовложений в установку замораживания с использованием жидкого азота составляет всего лишь небольшую часть капиталовложений, требуемых для монтажа установки замораживания с использованием рассола;
- температура замерзшего грунта будет намного ниже, чем в случае использования установки замораживания с использованием рассола. Это увеличивает устойчивость грунта;

					<i>Применение метода искусственного замораживания грунта при проведении ремонтно-восстановительных работ на подземных трубопроводах в условиях болот.</i>						
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>							
<i>Разраб.</i>		<i>Москвин И.А.</i>			<i>Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>								<i>50</i>	<i>120</i>
<i>Консультант</i>								<i>НИТПЧ, ИШПР, группа 2Б5А</i>			
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>									

- низкая температура жидкого (минус 196⁰С) позволяет произвести замораживание за 4 дня, что намного меньше, чем при процессе замораживания с использованием рассола, на который может уйти месяц;
- процесс является безвредным для окружающей среды, не используются опасные вещества, не происходит загрязнения грунтовых вод;
- процесс выполняется автоматически;
- гибкость задания формы зоны замораживаемого грунта;
- сочетание уплотнения и статической опоры;
- нетребовательность к значениям влажности грунта (5-100%);
- замерзший грунт является на 100% водонепроницаемым, не происходит приток грунтовых вод;
- твердость замороженного грунта близка к твердости бетона;
- затвердевание грунта является всего лишь временным. После отключения подачи жидкого азота замерзший грунт оттает в течение нескольких недель.

Также стоит заметить и экономический фактор, расход жидкого азота на замораживание 1 м³ грунта составляет около 600 кг.

3.1 Технология замораживания грунтов для ремонтного котлована

Искусственное замораживание грунтов позволяет создать прочное ограждение вокруг ремонтного котлована из замороженного грунта, препятствующее проникновению в сооружаемую выработку грунтовой воды или водонасыщенных неустойчивых грунтов. Такое ограждение должно воспринимать давление окружающего выработку или котлован грунта, а также гидростатический напор грунтовых вод.

Работы по проведению замораживания начинают с установки замораживающих колонок с питающими трубами. Параллельно ведут работы по установке цистерны с жидким азотом, монтажу оборудования и азотопроводов с таким расчетом, чтобы к окончанию бурения скважин можно было провести испытания и ввести всю систему в работу.

					Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для создания ледогрунтового ограждения предварительно по контуру будущей выработки через всю толщу водоносных грунтов опускают замораживающие трубы – колонки (рис. 3.1.1) с наглухо заваренным нижним концом (дном). Расстояние между этими трубами определяется проектом из расчета, что радиус намораживаемого вокруг скважины ледогрунтового цилиндра составляет 1,25–1,5 м.

Для замораживания грунтов жидким азотом используют замораживающие колонки такой же конструкции, как и при рассольном. В качестве замораживающих труб применяют стальные трубы диаметром 60–72 мм. В качестве питающих используют трубы из нержавеющей стали диаметром 15–38 мм.

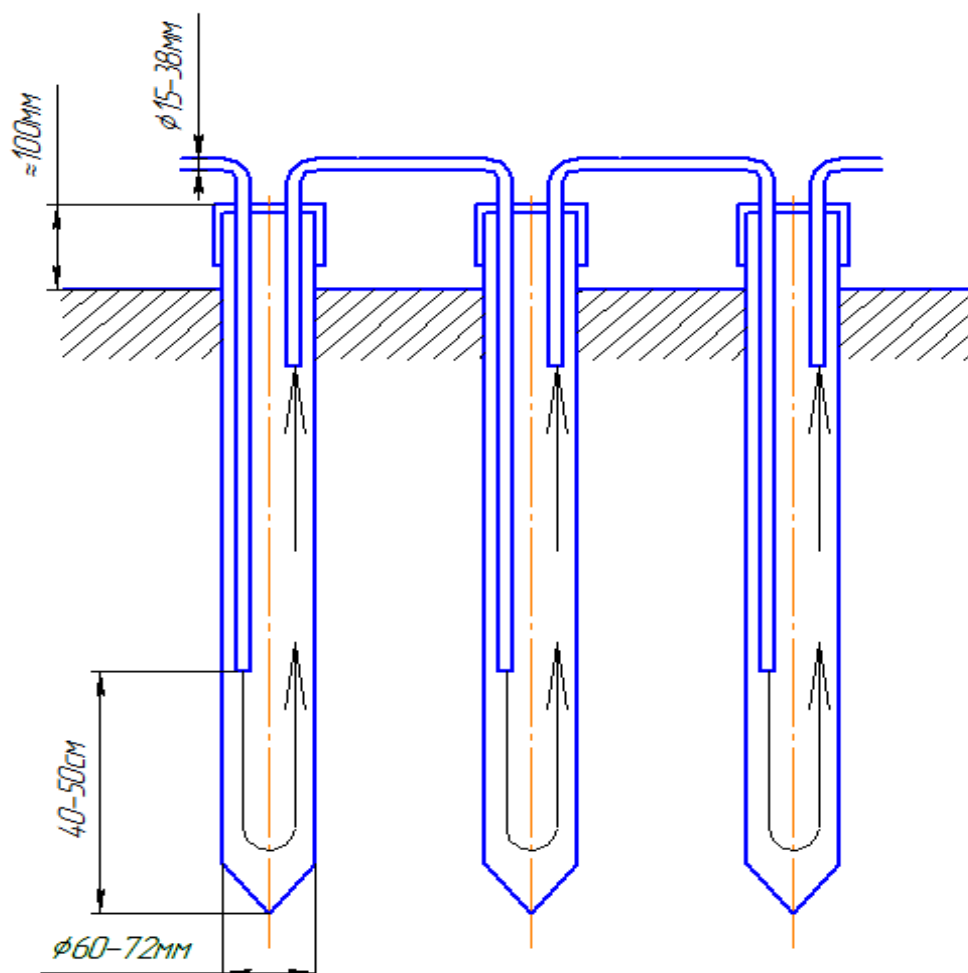


Рис. 3.1.1 – Замораживающие колонки

В колонки, не доходя до дна на 40–50 см, опускают трубы меньшего диаметра с открытым нижним концом – питающие трубы. Замораживающие

					Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

колонки соединяют последовательно в одну систему. Колонки через специальные оголовки соединяются питающими трубами, по которым подается жидкий азот. Жидкий азот под действием внутреннего давления цистерны нагнетается в питающие трубы.

Жидкий азот поступает во внутреннюю (питающую) трубу первой замораживающей колонки. В кольцевом пространстве колонки жидкий азот испаряется и в газообразном состоянии поднимается к оголовку колонки, откуда затем по трубопроводу поступает в питающую трубу соседней колонки и т. д. (рис. 3.1.2). Из последней колонки системы он поступает в атмосферу при температуре около – минус 40⁰С.

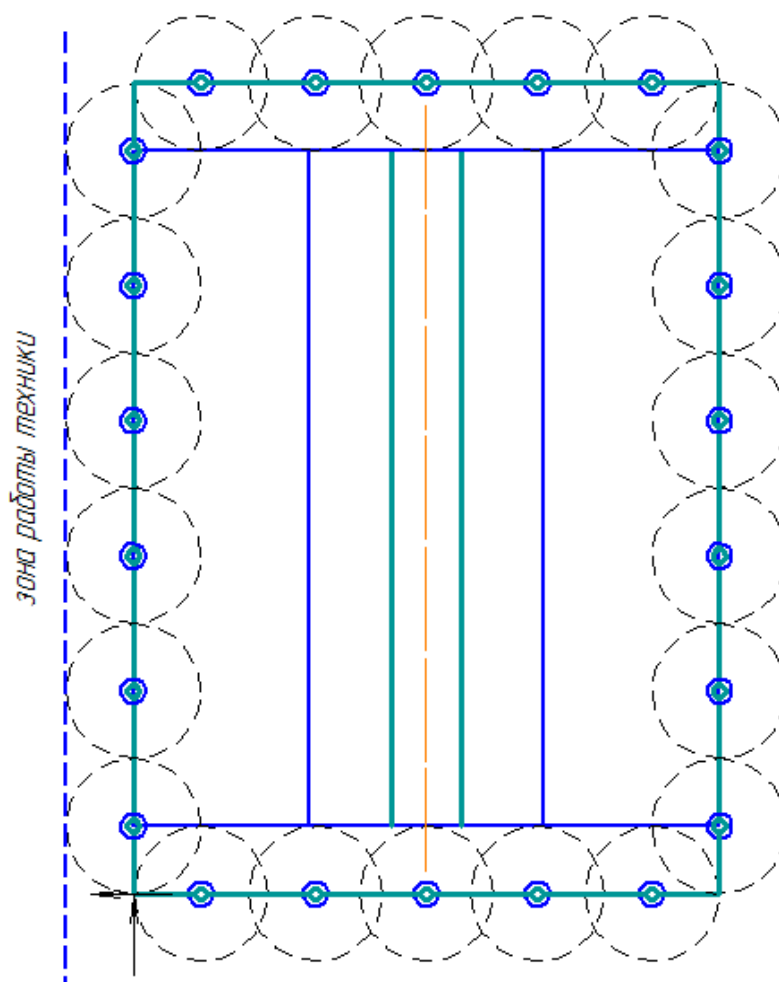


Рис. 3.1.2 – Схема соединения системы замораживающих колонок при вырезке катушки длиной 10 м и диаметром 1020 мм

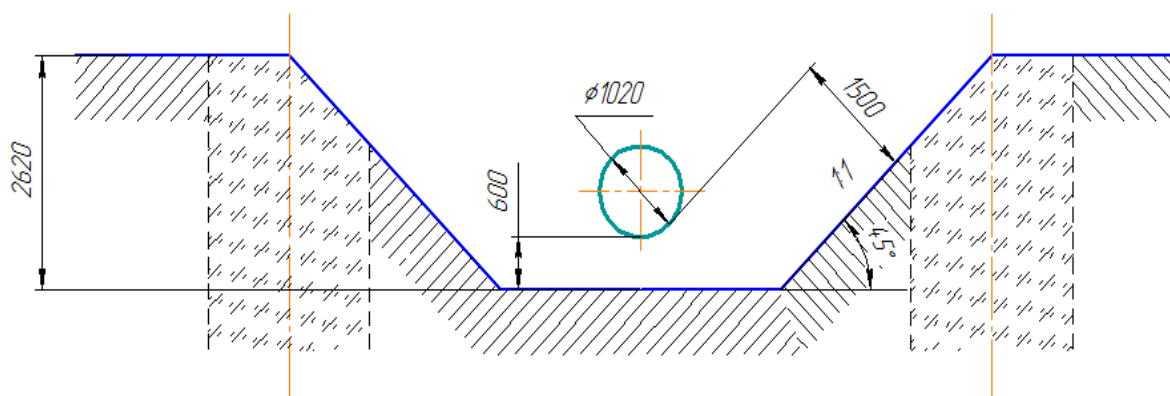


Рис. 3.1.3 – Поперечный разрез котлована и ледогрунтового ограждения при вырезке катушки диаметром 1020 мм

При открытых работах выемку грунта из котлована в период положительных температур воздуха необходимо вести с защитой стенок ледогрунтового ограждения от действия атмосферных осадков и солнечных лучей.

Совмещенное применение замораживания и водопонижения позволяет осушить грунт в котловане, огражденном замкнутой водонепроницаемой ледогрунтовой стеной.

Разберем схему замораживания при ремонтных работах на трубопроводе диаметром 1020 мм. Здесь возможны два случая, водоупор находится на уровне дна котлована или выше него, и ниже дна котлована.

3.2 Схема замораживания котлована при уровне водоупора на дне котлована или выше него

В данном случае замораживающие колонки отпускаются до водоупорных грунтов. Тем самым, при замораживании обеспечивается защита от проникновения воды как с боковых сторон, так и снизу котлована.

Длины замораживающих колонок будут зависеть от диаметра трубопровода, т.к. глубина ремонтного котлована также зависит от диаметра трубопровода. Длины замораживающих колонок приведены в таблице 3.2.1.

					Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Таблица 3.2.1 – Длины замораживающих колонок в зависимости от диаметра
ремонтируемого трубопровода

Наружный диаметр D_n , мм	Глубина котлована, м	Длина замораживающей колонки, до м
530	2,13	2,23
630	2,23	2,33
720	2,32	2,42
820	2,42	2,52
1020	2,62	2,72
1220	2,82	2,92

Поперечные разрезы котлована и ледогрунтового ограждения для обеих случаев приведены на (рис. 3.2.1).

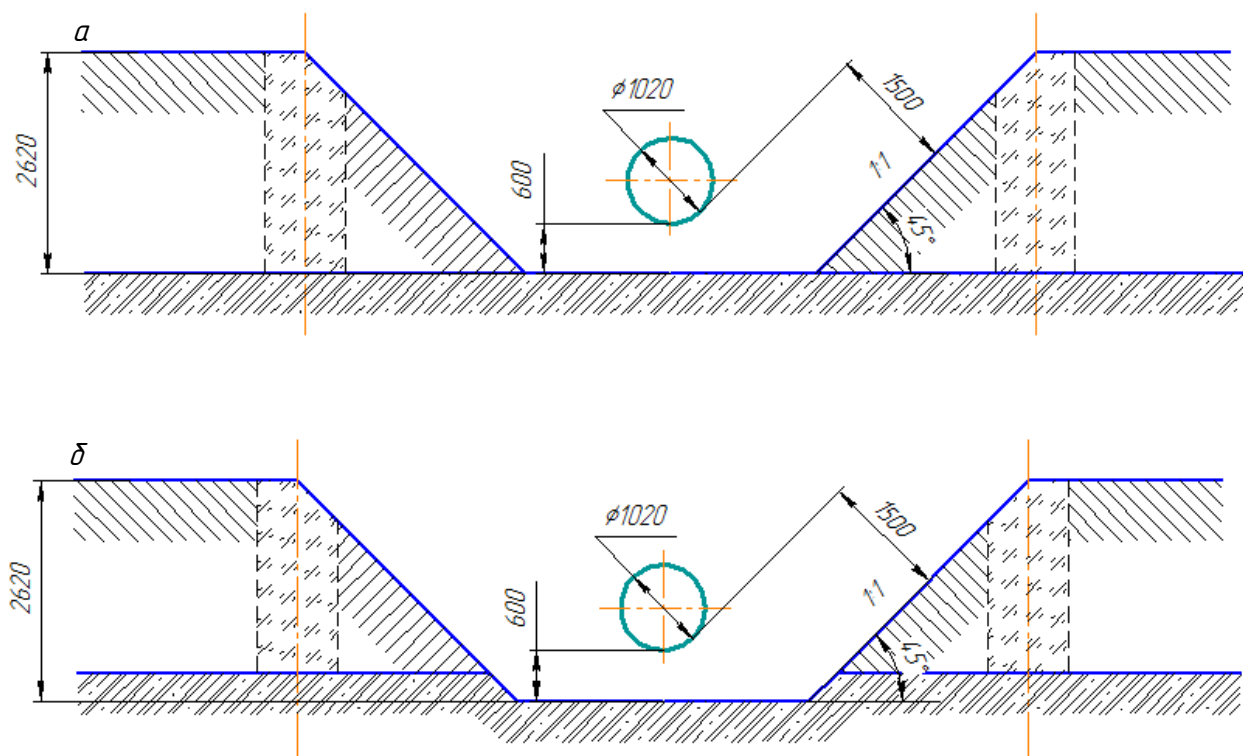


Рис. 3.2.1 – Поперечный разрез котлована и ледогрунтового ограждения
при вырезке катушки диаметром 1020 мм, а – водоупор находится
на уровне, б – выше уровня дна котлована

Количество замораживающих колонок зависит от длины вырезаемого участка, а также от ширины котлована, которая в свою очередь зависит от типа грунта и диаметра трубопровода. Рассчитаем количество замораживающих колонок с учетом того, что радиус замораживания для каждой колонки

составляет 0,5 м. Схемы расстановки замораживающих колонок в зависимости от длины котлована представлены на (рис. 3.2.2, 3.2.3).

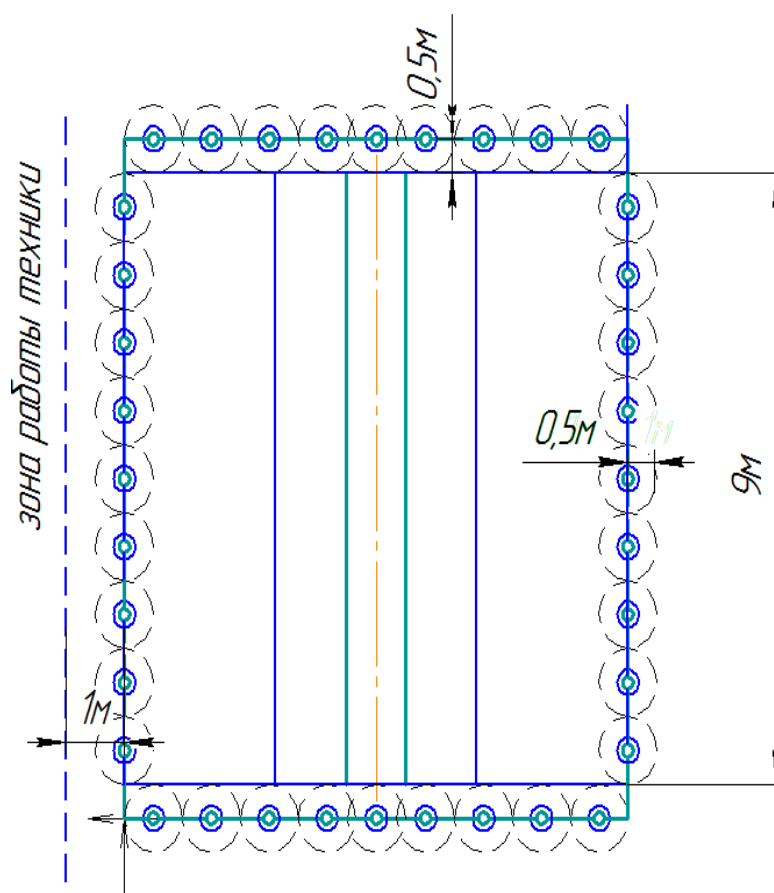


Рис. 3.2.2 – Схемы расстановки замораживающих колонок при длине котлована 10 м (четное число)

Зависимость количества замораживающих колонок от длины котлована приведена в таблице 3.2.2.

Таблица 3.2.2 – Количество замораживающих колонок в зависимости от длины котлована

Длина котлована, м	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13
Количество замораживающих колонок	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13

Ширина котлована по полотну будет зависеть от величины диаметра трубы и типа болот. Углы откоса стенок котлована согласно РД 153–39.4Р–130–2002 варьируются от 38 до 76 градусов.

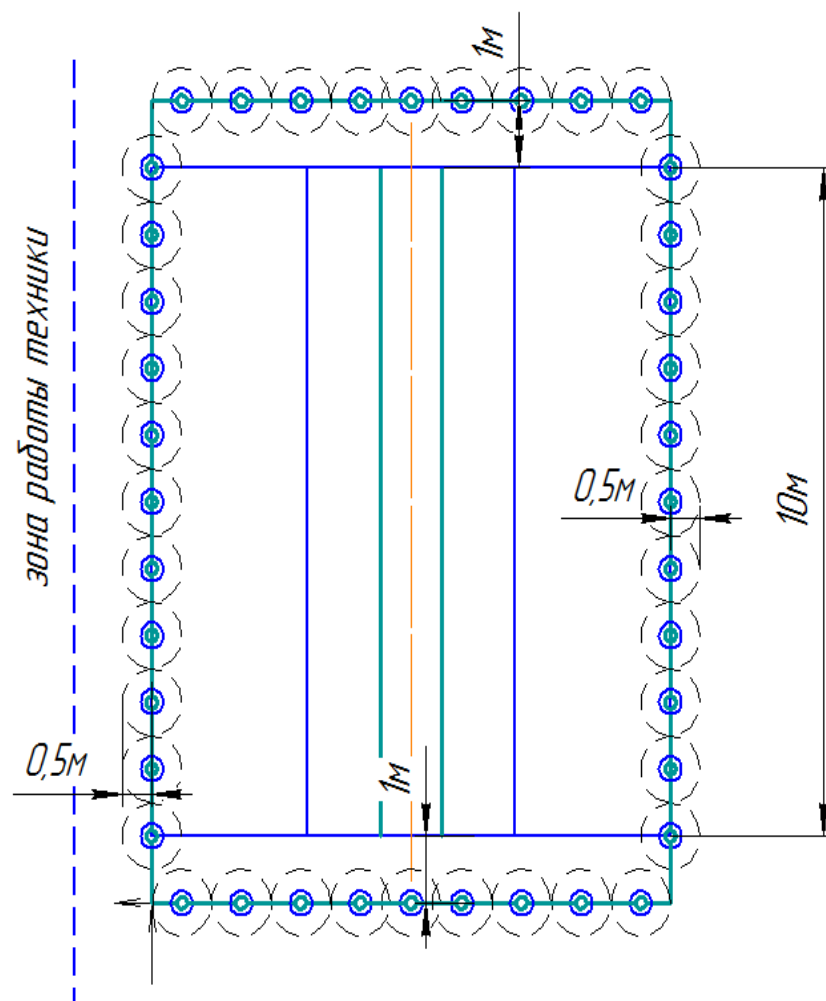


Рис. 3.2.3 – Схемы расстановки замораживающих колонок при длине котлована 9 м (нечетное число)

Зависимость ширины котлована от диаметра трубопровода и угла откоса стенок котлована приведена в (таблице 3.2.3).

Таблица 3.2.3 – Ширина котлована по полотну в зависимости от диаметра трубопровода и угла откоса стенки котлована

Наружный диаметр $D_{\text{н}}$, мм	Угол откоса стенки траншеи						
	38°	45°	50°	53°	56°	63°	76°
530	8,99	7,79	7,11	6,74	6,41	5,70	4,60
630	9,34	8,09	7,38	6,99	6,64	5,91	4,75
720	9,66	8,36	7,62	7,22	6,85	6,09	4,88
820	10,02	8,66	7,88	7,47	7,09	6,29	5,03
1020	10,73	9,26	8,42	7,97	7,56	6,69	5,33
1220	11,44	9,86	8,96	8,47	8,03	7,10	5,63

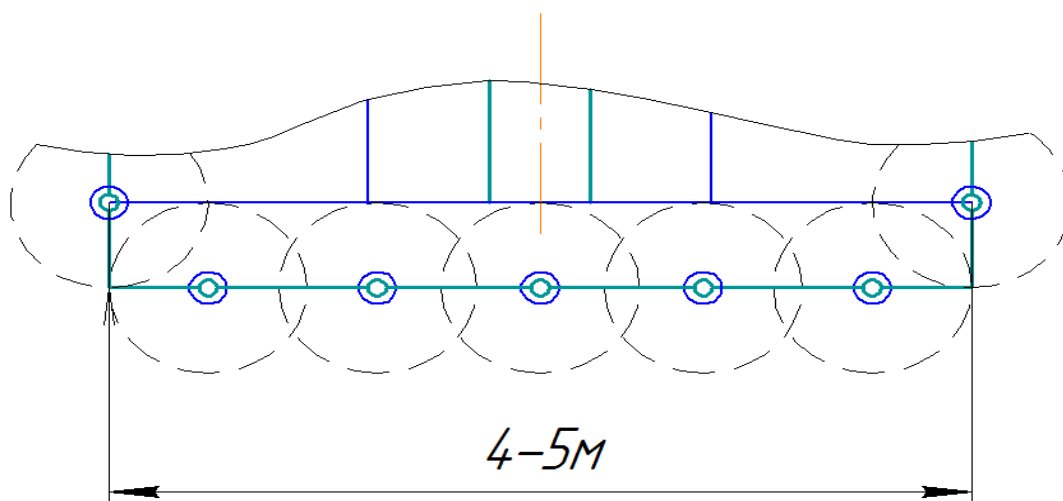


Рис. 3.2.4 – 5 замораживающих колонок используется при ширине котлована по полотну от 4 до 5 метров

Мы можем выразить ширину котлована по полотну в эквиваленте количества колонок (таблица 3.2.4), т.е. 6 колонок используется при ширине котлована от 5 до 6 м., 5 колонок от 4 до 5 м, 4 колонки от 3 до 7 м и т.д. (рис. 3.2.4).

Таблица 3.2.4 – Ширина котлована по полотну в эквиваленте количества колонок

Наружный диаметр D_n , мм	Угол откоса стенки траншеи						
	38°	45°	50°	53°	56°	63°	76°
530	9	8	8	7	7	6	5
630	10	8	8	7	7	6	5
720	10	9	8	8	7	6	5
820	10	9	8	8	7	7	5
1020	11	10	9	8	8	7	6
1220	12	10	9	9	8	7	6

Следовательно, мы можем подсчитать, количество колонок при различных диаметрах трубопровода и различных длинах котлована (таблица 3.2.5).

Объем ледогрунтового цилиндра, образующегося вокруг замораживающей колонки при радиусе ледогрунтового цилиндра равному 1м зависит от глубины замораживания и равен

$$V = \pi R^2 h, \quad (3.2.1)$$

где R – радиус замораживания;

h – глубина замораживания (таблица 3.2.6).

Таблица 3.2.5 – Количество колонок в зависимости от диаметра трубопровода и длины котлована

Длина котлована м	Наружный диаметр D_n , мм					
	530	630	720	820	1020	1220
4-5	18-28	18-30	18-30	18-30	20-32	20-34
6-7	22-32	22-34	22-34	22-34	24-36	24-36
8-9	26-36	26-38	26-38	26-38	28-40	28-40
10-11	30-40	30-42	30-42	30-42	32-44	32-44
12-13	34-44	34-46	34-46	34-46	36-48	36-48

Таблица 3.2.6 – Объем ледогрунтового цилиндра вокруг одной колонки в зависимости от глубины замораживания при радиусе ледогрунтового цилиндра 0,5 м

Наружный диаметр D_n , мм	Глубина котлована, м	Объем замороженного грунта вокруг одной колонки, m^3
530	2,13	1,67
630	2,23	1,75
720	2,32	1,82
820	2,42	1,90
1020	2,62	2,06
1220	2,82	2,21

Таблица 3.2.7 – Общий объем замороженного грунта, m^3

Длина котлована м	Наружный диаметр D_n , мм					
	530	630	720	820	1020	1220
4-5	30,10-46,82	31,51-52,50	32,78-54,64	34,19-60,79	41,13-65,81	44,27-75,27
6-7	36,79-53,51	38,51-59,52	40,07-61,92	41,79-64,59	49,36-74,04	53,13-79,69
8-9	43,47-61,19	38,51-59,52	47,35-69,21	49,39-72,19	57,59-82,27	61,98-88,55
10-11	50,16-66,88	52,52-73,52	54,64-76,49	56,99-79,79	65,81-90,46	70,84-97,40
12-13	56,85-73,57	59,52-76,91	61,92-83,79	64,59-87,39	74,04-98,72	79,69-106,26

3.3 Схема замораживания котлована при уровне водоупора ниже дна котлована

На некоторых болотах толщина торфяного слоя может достигать до 8 м. Конечно, при такой глубине мы не можем использовать замораживающие

					Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

колонны длиной 8 и более метров. В данном случае требуется обеспечить защита от проникновения воды как с боковых сторон, так и снизу котлована. Для этого, при отсутствии водоупорного слоя, требуется замораживание как боковых стенок, так и дна траншеи.

Длины замораживающих труб будут зависеть от глубины ремонтного котлована и превышать его. Длины замораживающих труб приведены в (таблице 3.3.1).

Таблица 3.3.1 – Длины замораживающих колонок в зависимости от диаметра ремонтируемого трубопровода

Наружный диаметр D_n , мм	Глубина котлована, м	Длина замораживающих колонок, м
530	2,13	2,53
630	2,23	2,63
720	2,32	2,72
820	2,42	2,82
1020	2,62	3,02
1220	2,82	3,22

Для обеспечения защиты от проникновения грунтовых вод в ремонтный котлован через его дно, требуется заморозка дна котлована на глубину до 30-40 мм. Для этого замораживающие колонны надо отпустить на глубину на 30-40 мм ниже проектной глубины котлована. При этом мы получим полную защиту от проникновения грунтовых вод.

Поперечный разрез котлована представлен на (рис. 3.3.1). В данном случае заморозка длится около 3–4 дней, радиус ледогрунтового цилиндра равен одному метру. Т.к. откосы траншеи также будут полностью заморожены, то согласно РД 153-39.4Р-130-2002 угол откоса стенки траншеи можно принять равным 63° .

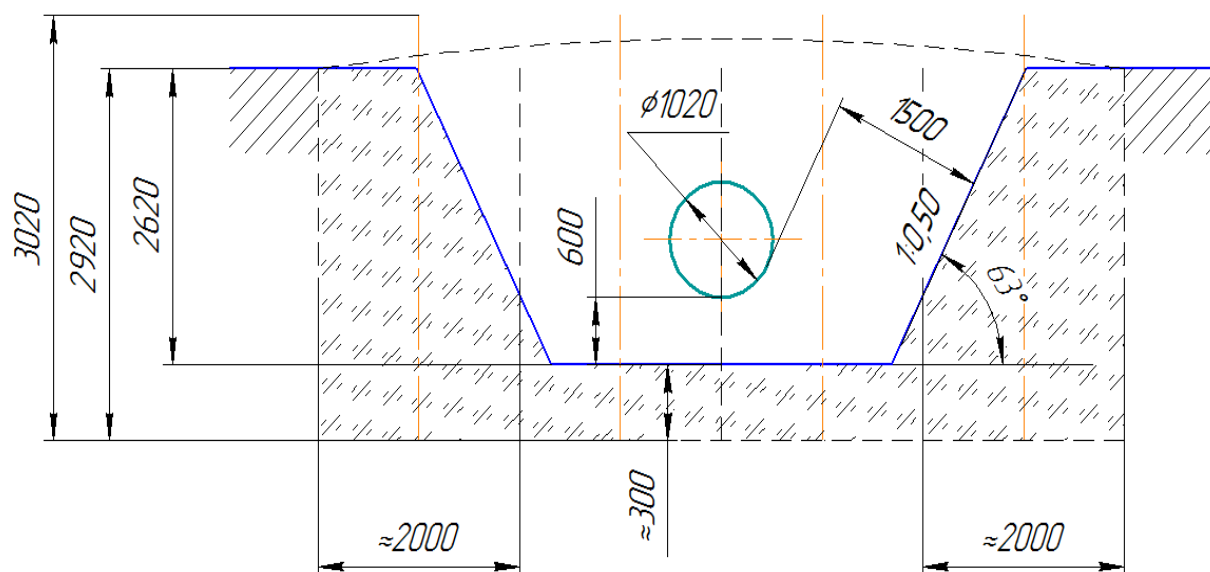


Рис. 3.3.1 – Поперечный разрез котлована и ледогрунтового ограждения при вырезке катушки диаметром 1020 мм. Водоупор находится ниже уровня дна котлована

Тогда при ширине траншеи по полотну от 5,70 до 7,50 м при диаметре трубопровода от 530 до 1220 мм (таблица 3.2.3) потребуется четыре ряда колонн. При длительности замораживания более 4 дней радиус ледогрунтового цилиндра вокруг колонны достигает 1,5 м. Тогда, при тех же условиях, для сооружения ремонтного котлована для труб диаметром от 530 до 720 мм. потребуется два ряда замораживающих колонок, а для труб диаметром от 820 до 1420 мм. потребуется четыре ряда.

Схема расстановки замораживающих колонок и их количество будут зависеть только от длины ремонтного котлована и диаметра трубопровода (рис. 3.3.2, 3.3.3).

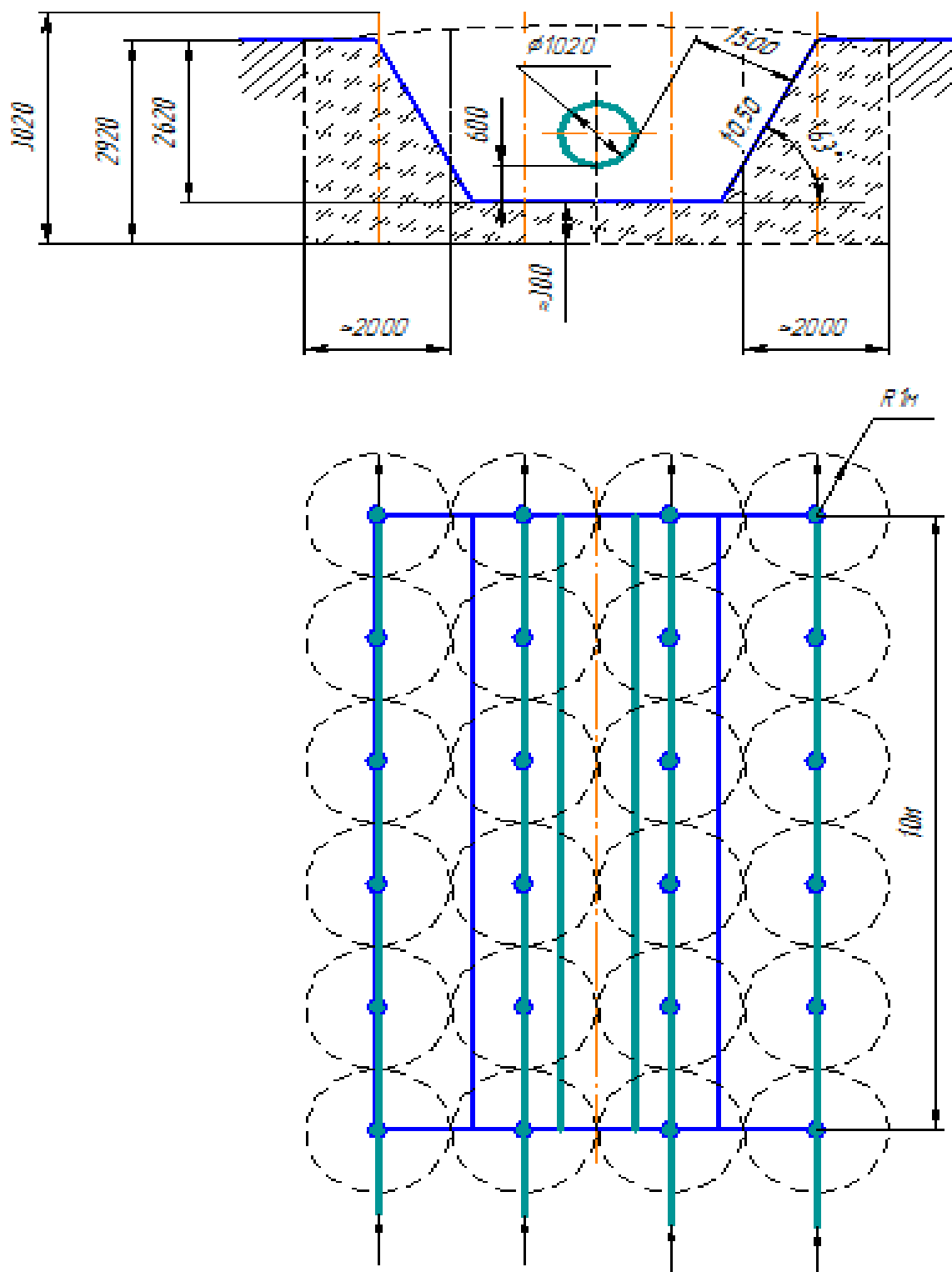


Рис. 3.3.2 – Поперечный разрез котлована и ледогрунтового ограждения и схема расположения замораживающих колонок при вырезке катушки диаметром 1020 мм в проекции. Радиус ледогрунтового цилиндра равен 1 м

					Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

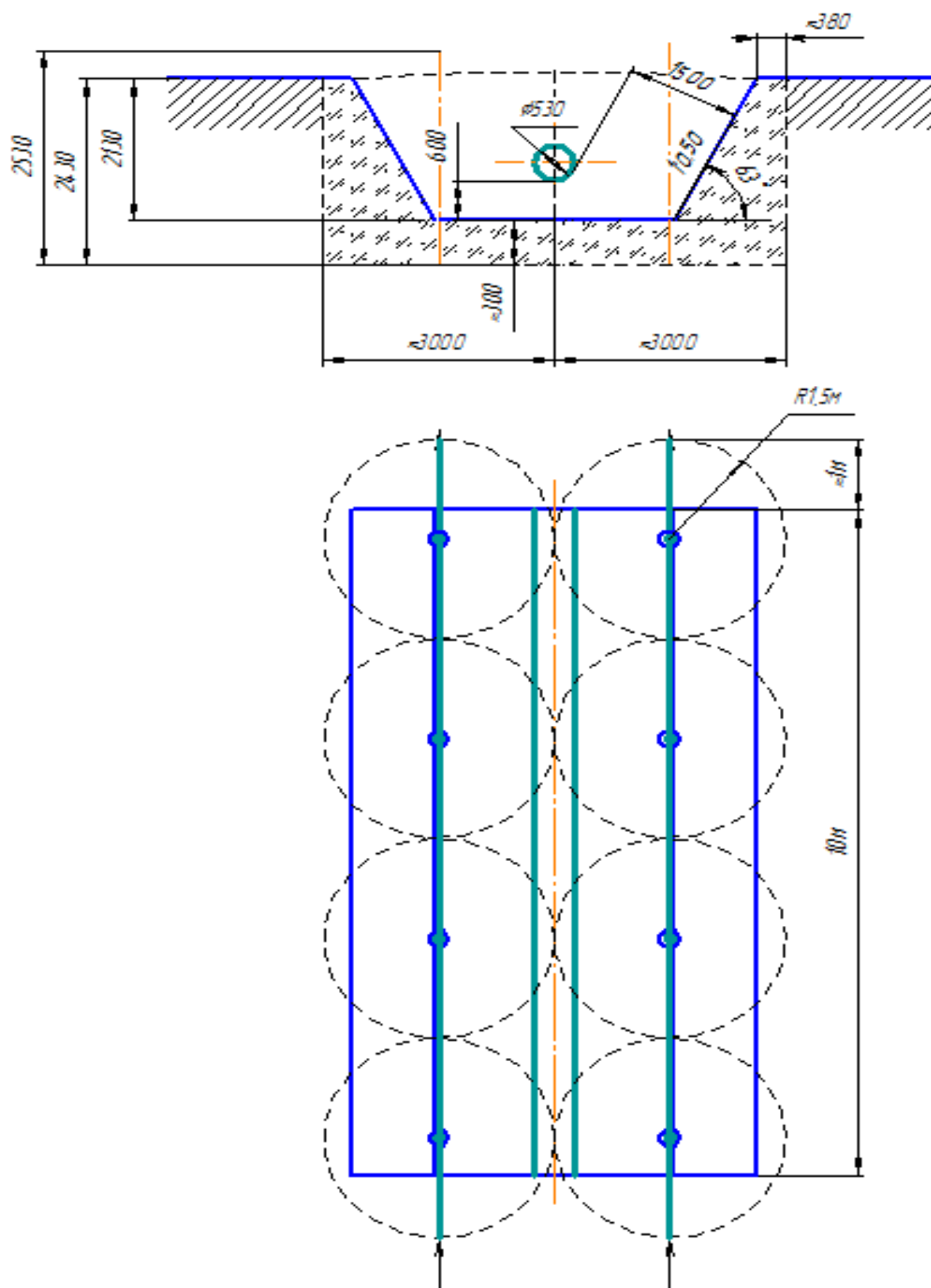


Рис. 3.3.3 – Поперечный разрез котлована и ледогрунтового ограждения и схема расположения замораживающих колонок при вырезке катушки диаметром 530 мм в проекции. Радиус ледогрунтового цилиндра равен 1,5 м

					Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Количество замораживающих колонок для различных длин котлована и радиуса ледогрунтового цилиндра приведено в (таблице 3.3.2).

Таблица 3.3.2 – Количество замораживающих колонок

Длина котлована	Радиус ледогрунтового цилиндра	Длина котлована	Радиус ледогрунтового цилиндра
	1 м		1,5 м
4	3	4	2
5		5	
6	4	6	3
7		7	
8	5	8	4
9		9	
10	6	10	5
11		11	
12	7	12	5
13		13	

Общее количество замораживающих колонн, требуемых для замораживания котлована различной длины и для труб различного диаметра приведено в (таблице 3.3.3). Жирным курсивом выделены колонны с радиусом ледогрунтового цилиндра 1,5 м.

Таблица 3.3.3 – Общее количество замораживающих колонок

Длина ремонтного котлована, м.	Наружный диаметр D_n , мм.					
	530	630	720	820	1020	1220
4	4	4	4	12	12	12
5	4	4	4	12	12	12
6	6	6	6	16	16	16
7	6	6	6	16	16	16
8	6	6	6	20	20	20
9	8	8	8	20	20	20
10	8	8	8	24	24	24
11	8	8	8	24	24	24
12	10	10	10	28	28	28
13	10	10	10	28	28	28

Объем ледогрунтового цилиндра, образующегося вокруг замораживающей колонки зависит от глубины замораживания и рассчитывается по формуле (3.2.1), данные в (таблице 3.3.4).

Таблица 3.3.4 – Объем ледогрунтового цилиндра вокруг одной колонки в зависимости от глубины замораживания

Наружный диаметр D_n , мм	Глубина котлована, м	Радиус ледогрунтового цилиндра, м	Объем замороженного грунта вокруг одной колонки
530	2,13	1,5	15,05
630	2,23	1,5	15,75
720	2,32	1,5	16,39
820	2,42	1	7,60
1020	2,62	1	8,23
1220	2,82	1	8,85

Общий объем замороженного грунта приведен в (таблице 3.3.5).

Таблица 3.3.5 – Общий объем замороженного грунта, м³

Длина ремонт. котлована, м.	Наружный диаметр трубопровода D_n , мм.					
	530	630	720	820	1020	1220
4	60,19*	63,02*	65,56*	91,19*	98,72*	106,26*
5	60,19*	63,02*	65,56*	91,19*	98,72*	106,26*
6	90,29*	94,53*	98,34*	121,58**	131,63**	141,68**
7	90,29*	94,53*	98,34*	121,58**	131,63**	141,68**
8	90,29*	94,53*	98,34*	151,98	164,54**	177,10**
9	120,39*	126,04*	131,13**	151,98	164,54**	177,10**
10	120,39*	126,04*	131,13**	182,37	197,44	212,52
11	120,39*	126,04*	131,13**	182,37	197,44	212,52
12	150,48	157,55**	163,91**	212,77	230,35	247,93
13	150,48	157,55**	163,91**	212,77	230,35	247,93

* - объем замораживаемого грунта меньше чем при условии, когда водоупор находится на уровне дна котлована;

** - объем замораживаемого грунта меньше чем при условии, когда водоупор находится на уровне дна котлована в случае меньших углов откоса стенок ремонтного котлована;

При полном замораживании грунта будущего ремонтного котлована происходит закрепление стенок, за счет чего мы можем увеличить угол откоса стенок котлована до 63^0 . Это приводит к заметному уменьшению ширины котлована по полотну, за счет чего уменьшается количество замораживающих колонок, следовательно, уменьшается и объем замораживаемого грунта. Этот эффект особенно заметен для труб меньшего диаметра. Т.к. для них можно использовать длительное замораживание (до 6 дней), что повышает радиус ледогрунтового цилиндра до 1,5 м.

3.4 Схема замораживания котлована при наклонной установке колонок

В целях уменьшения трудоемкости работ по замораживанию грунта, я предлагаю замораживать грунт при наклонной установке колонок. Тем самым достигается уменьшение количества замораживающих колонок, следовательно, уменьшается и объем замораживаемого грунта и трудоемкость установки колонок. Рассмотрим предлагаемый метод на примере вырезки катушки трубопровода диаметром 1020 мм. Поперечный разрез котлована и схема расположения замораживающих колонок представлены ниже (рис. 3.4.1, 3.4.2, 3.4.3).

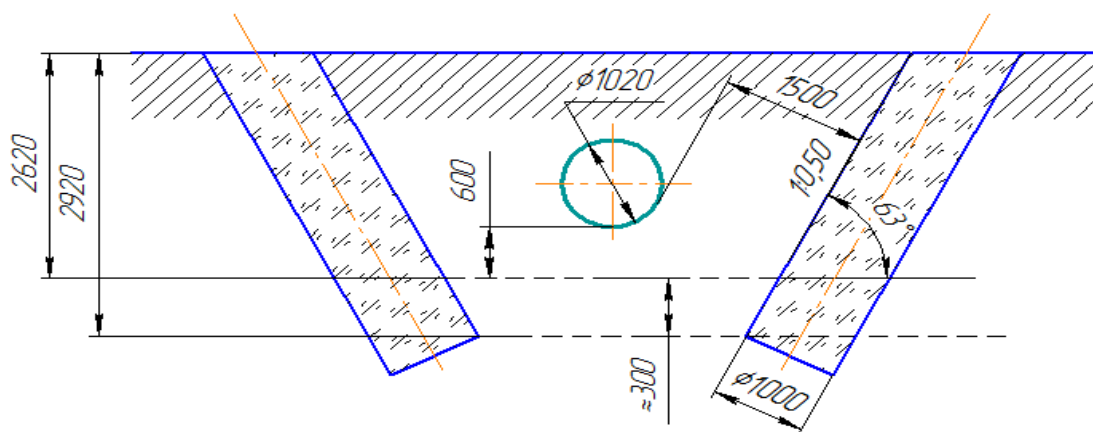


Рис. 3.4.1 – Поперечный контур будущего котлована и разрез ледогрунтового цилиндра при наклонном расположении замораживающей колонны

В данном методе угол откоса стенок котлована также принимается равным 63° , так как весь поперечный контур траншеи будет заморожен. Замораживающие колонны также вводятся в грунт под углом 63° , при этом обеспечивается постоянная толщина боковой ледогрунтовой стенки равной 500 мм. Для этого колонны надо устанавливать на расстоянии 560 мм от бровки во внутреннюю сторону траншеи.

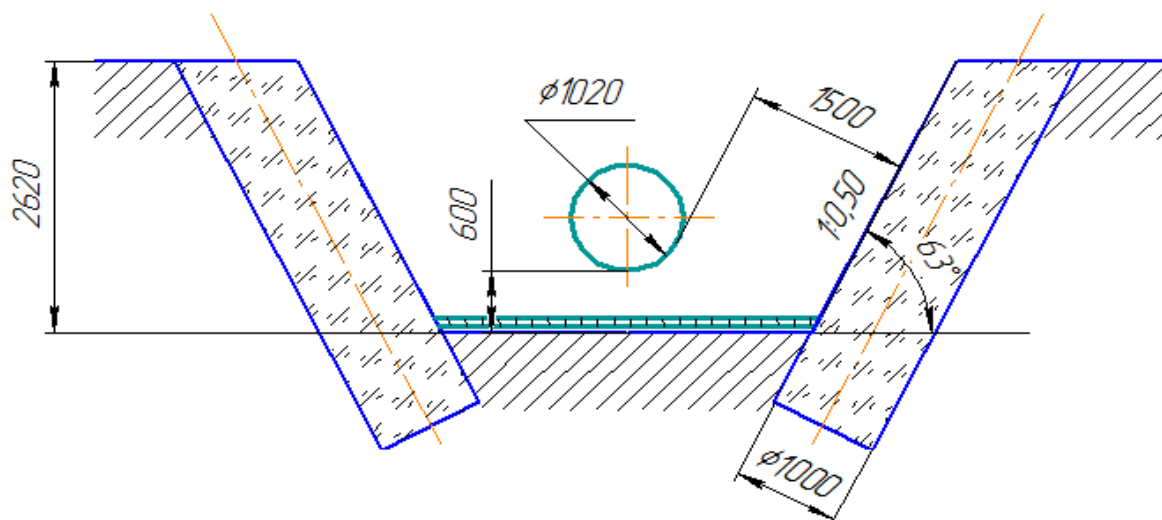


Рис. 3.4.2 – Поперечный разрез котлована

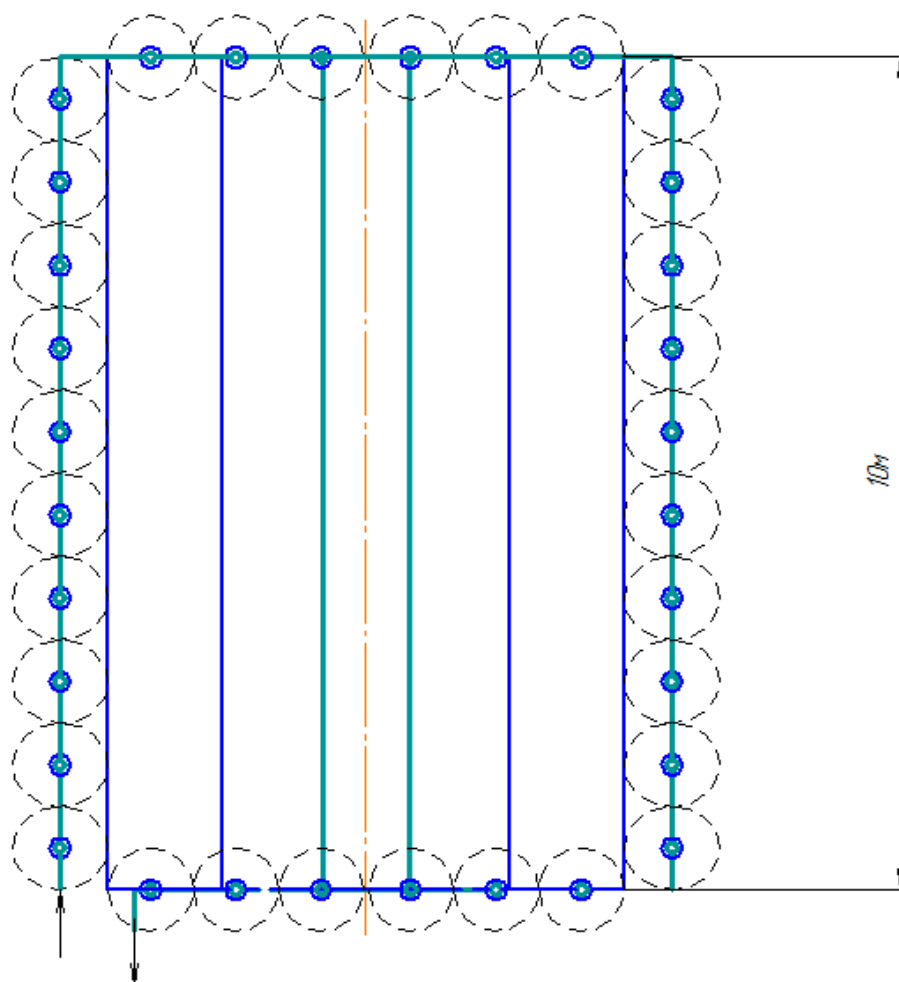


Рис. 3.4.3 – Схема расстановки замораживающих колонок

Количество колонн, устанавливаемых по ширине и длине котлована будет таким же, как и в первом описанном случае (таблицы 3.4.2, 3.4.4, 3.4.5). Но длины будут больше, т.к. колонны устанавливаются под углом 63^0 (таблица 3.4.1).

Таблица 3.4.1 – Длины замораживающих труб при установке под углом 63^0

Наружный диаметр D_n , мм	Глубина котлована, м	Длина замораживающей колонны при вертикальной установке, м	Длина замораживающей колонны при наклонной установке, м
530	2,13	2,53	2,84
630	2,23	2,63	2,95
720	2,32	2,72	3,05
820	2,42	2,82	3,17
1020	2,62	3,02	3,39
1220	2,82	3,22	3,61

Объем ледогрунтового цилиндра, образующегося вокруг замораживающей колонки зависит от глубины замораживания и рассчитывается по формуле (3.2.1), данные в (таблице 3.3.4)

Таблица 3.4.2 – Объем ледогрунтового цилиндра вокруг одной колонки при наклонной установке

Наружный диаметр D_n , мм	Длина замораживающей колонны при наклонной установке, м	Радиус ледогрунтового цилиндра, м	Объем замороженного грунта вокруг одной колонки, m^3
530	2,84	0,5	2,23
630	2,95	0,5	2,32
720	3,05	0,5	2,39
820	3,17	0,5	2,49
1020	3,39	0,5	2,66
1220	3,61	0,5	2,83

Общий объем замороженного грунта приведен в (таблице 3. 4.3).

Таблица 3.4.3 – Общий объем замороженного грунта, м³

Длина ремонтного котлована, м.	Наружный диаметр трубопровода D _н , мм.					
	530	630	720	820	1020	1220
4	31,21	32,42	33,52	39,82	42,58	45,34
5	35,67	37,05	38,31	44,79	47,90	51,01
6	40,13	41,68	43,10	49,77	53,22	56,68
7	44,59	46,32	47,89	54,75	58,55	62,34
8	49,05	50,95	52,67	59,72	63,87	68,01
9	53,51	55,58	57,46	64,70	69,19	73,68
10	57,96	60,21	62,25	69,68	74,51	79,35
11	62,42	64,84	67,04	74,65	79,83	85,02
12	66,88	69,47	71,83	79,63	85,16	90,68
13	71,34	74,10	76,62	84,61	90,48	96,35

При наклонной установке замораживающих колонок также происходит полное замораживание дна и стенок будущего ремонтного котлована, за счет чего мы можем увеличить угол откоса стенок котлована до 63⁰. При наклонной установке колонок радиусе ледогрунтового цилиндра должен составлять 0,5 м. для любых диаметров ремонтируемого трубопровода, т.е. замораживание грунта можно провести быстрее чем при вертикальной установке колонок. Отсутствие колонок в центре котлована приводит к уменьшению их количества, следовательно, и объема замораживаемого грунта.

4 Расчетная часть

4.1 Расчет трубопровода различного диаметра против всплытия

Проведем расчет трубопроводов различного диаметра против всплытия и определим тип, вес пригрузов и расстояние между ними при их установке на трубопровод. Детально разберем расчет против всплытия трубопровода с наружным диаметром 1020 мм на болоте III типа.

Данные для расчета представлены ниже:

продукт перекачки – нефть;

рабочее давление – 6,3 МПа;

марка стали – 17Г1С;

временное сопротивление $R^H_1 = \sigma_{вр} - 510$ МПа;

предел текучести $R^H_2 = \sigma_T - 363$ МПа;

коэффициент надежности по материалу $K_1 - 1,4$;

категория участка – В;

длина участка балластировки – 500 м;

температурный перепад $\Delta t - \pm 45^0C$;

плотность воды с учетом растворенных в ней солей $\gamma_B - 1075$ кг/м³;

футеровка сплошная, схема изоляции трубопровода 2+2, тип изоляционной ленты и обертки – Альтене (Ал).

4.1.1 Оценка степени загрязнения

Предварительно (в первом приближении) расчетная толщина стенки δ трубопровода согласно п.8.22* [5].

$$\delta = \frac{n_p PD_H}{2(R_1 + n_p P)}, \quad (4.1.1.1)$$

где δ – расчетная толщина стенки трубопровода, м;

					<i>Применение метода искусственного замораживания грунта при проведении ремонтно-восстановительных работ на подземных трубопроводах в условиях болот.</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Москвин И.А.			Расчетная часть		
Руковод.		Саруев А.Л.					
Консультант							
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
						Лит.	Лист
							70
							120
						НИТПУ, ИШПР, группа 2Б5А	

P – внутреннее рабочее (нормативное) давление в трубопроводе; значение которого устанавливается проектом (это наибольшее избыточное давление, как правило, на выходе из НПС или КС, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации трубопровода), Па;

D_H – наружный диаметр трубопровода, м;

n_p – коэффициент надежности от внутреннего рабочего давления в трубопроводе, принимаемый по табл. 13 [5]:

– 1,10 – для газопроводов;

– 1,15 – для нефте- и продуктопроводов (НП и НПП) $D_y=700-1200$ мм с промежуточными нефте- (для НП) и насосными (для НПП) перекачивающими станциями (НПС) без подключения емкостей (резервуаров) (т.е. осуществляющие перекачку по схеме «из насоса в насос»);

– 1,10 – для НП $D_y=700-1200$ мм без промежуточных НПС (одна головная НПС, собирающая нефть с промыслов) или с промежуточными НПС, работающих постоянно только с подключенной ёмкостью, а также для НП и НПП D_y менее 700 мм;

$$R_1 = [\sigma_{BP}] = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H} ; \quad (4.1.1.2)$$

$$R_2 = [\sigma_T] = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H} , \quad (4.1.1.3)$$

– расчетные (допустимые) сопротивления основного металла труб и сварных кольцевых соединений растяжению (сжатию) и изгибу соответственно по временному сопротивлению на разрыв $\sigma_{вр}$ и по пределу текучести σ_T , Па;

$$R_1^H = \sigma_{вр}, R_2^H = \sigma_T = \sigma_{0,2} ;$$

– нормативные сопротивления металла труб и сварных соединений растяжению (сжатию) и изгибу, принимаемые равными минимальным значениям соответственно временного сопротивления образца из данной марки стали на разрыв и предела текучести (напряжение, которое соответствует остаточному относительному удлинению образца после разгрузки, равному

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

0,2%) по государственным стандартам (ГОСТам) и техническим условиям (ТУ) заводов изготовителей на трубную сталь, Па.

Примечание. Нагрузки и воздействия, а также вызываемые ими усилия и напряжения, установленные нормативными документами на основании статического анализа, называются нормативными и обозначаются здесь и далее с индексом «н». Расчетные значения нагрузок и воздействий определяются умножением нормативных величин на коэффициент надежности по нагрузке n , учитывающий возможные отклонения их в неблагоприятную сторону;

m – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по таблице 4.1.1.1 [5].

Таблица 4.1.1.1 – Коэффициент условий работы трубопровода

Категория участка трубопровода	В	I и II	III и IV
m	0,6	0,75	0,9

k_1 и k_2 – коэффициенты надежности по материалу:

k_1 учитывает качество материала труб с учетом реальной технологии их изготовления, допусков на толщины стенок, степени контроля сварных соединений (приведен в исходных данных в соответствии с ТУ на трубы);

k_2 учитывает способ изготовления трубы и ее прочностные характеристики:

– для бесшовных труб из малоуглеродистой стали ($D_H \leq 426\text{мм}$) $k_2=1,11$;

– для прямо и спиралешовных труб:

а) из малоуглеродистой и низколегированной стали с отношением

$$R_2^H / R_1^H = \sigma_T / \sigma_{BP} = 0,71 \leq 0,8 \quad k_2=1,15;$$

б) из высокопрочной стали с отношением

$$R_2^H / R_1^H > 0,8 \quad k_2=1,2;$$

k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода, учитывающий внутреннее избыточное давление, диаметр трубопровода и его назначение, принимается по таблице 4.1.1.2. [5].

Таблица 4.1.1.2 – Коэффициент надежности по назначению трубопровода

Условный диаметр трубопровода Ду, мм	Газопроводы			НП и НПП
	P≤5,4 МПа	5,4<P≤7,4 МПа	7,4<P≤9,8 МПа	
500 и менее	1,0	1,0	1,0	1,0
600-1000	1,0	1,0	1,05	1,0
1200	1,05	1,05	1,1	1,05
1400	1,05	1,1	1,15	-

$$\delta = \frac{n_p P D_H}{2(R_1 + n_p P)} = \frac{1,15 \cdot 6,3 \cdot 10^6 \cdot 1,020}{2(218,57 \cdot 10^6 + 1,15 \cdot 6,3 \cdot 10^6)} = 16,5 \text{ мм};$$

$$R_1 = [\sigma_{BP}] = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H} = \frac{510 \cdot 0,6}{1,4 \cdot 1} = 218,57 \text{ МПа};$$

$$R_2 = [\sigma_T] = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H} = \frac{363 \cdot 0,6}{1,15 \cdot 1} = 189,39 \text{ МПа}.$$

Определив в первом приближении по формуле (3.2.1) расчетную толщину стенки δ , необходимо найти сумму продольных (осевых) напряжений в трубопроводе $\sigma_{ПР.N}$ от расчетных нагрузок и воздействий. Например, для прямолинейных участков подземных трубопроводов полностью заземленных грунтом (т.е. при отсутствии продольных и поперечных перемещений последнего в траншее, просадок и пучения грунта) от воздействия расчетного температурного перепада Δt и внутреннего давления P :

$$\sigma_{ПР.N} = \sigma_{ПР.P} + \sigma_{ПР.t}, \quad (4.1.1.4)$$

где $\sigma_{ПР.P}$, $\sigma_{ПР.t}$ – расчетные продольные напряжения в прямолинейном или упруго-изогнутом полностью заземленном подземном трубопроводе соответственно от внутреннего давления P (при наличии заглушек, задвижек или изгибе труб) и расчетного температурного перепада Δt (термическое напряжение, определяемое по закону Гука при коэффициенте надежности $n_t=1,0$):

$$\sigma_{ПР.t} = \sigma_{ПР.t}^H = -\alpha_t E \Delta t = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 45 = -111,24 \text{ МПа}; \quad (4.1.1.5)$$

$$\sigma_{ПР.P} = n_p \sigma_{ПР.P}^H = n_p \xi \sigma_{КЦ}^H = \xi \sigma_{КЦ} = 0,5 \cdot 216,69 = 108,345 \text{ МПа}; \quad (4.1.1.6)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

$$\sigma_{\text{КЦ}} = n_p \sigma_{\text{КЦ}}^H = n_p \left(\frac{PD_{\text{ВН}}}{2\delta_H} \right) = n_p \left(\frac{PD_H}{2\delta_H} - P \right) = 1,15 \left(\frac{6,3 \cdot 1,020}{2 \cdot 0,0165} - 6,3 \right) = 216,69 \text{ МПа}; \quad (4.1.1.7)$$

– кольцевые напряжения от внутреннего рабочего давления, действующие тангенциально поверхности трубопровода, Па;

$\sigma_{\text{ПР.Р}}^H, \sigma_{\text{КЦ}}^H$ – нормативные продольные (от Р) и кольцевые напряжения соответственно, Па;

α_t – коэффициент линейного теплового (термического) расширения металла трубы, равный для стали $\alpha_t = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ 1/}^\circ\text{C}$;

Е – модуль упругости металла трубы равный для стали $E = 2,06 \cdot 10^{11} \text{ Па}$;

$\Delta t = (t_3 - t_{\text{ф.р.с.}})$ – расчетный температурный перепад между температурой стенок трубы в процессе эксплуатации t_3 (определяется в технологической части проекта и принимается равной температуре продукта на выходе из КС или НПС) и температурой, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода $t_{\text{ф.р.с.}}$ (свариваются захлесты, навешиваются балластирующие грузы, производится засыпка трубопровода и т.п., т.е. когда фиксируется статически неопределимая система), $^\circ\text{C}$;

ξ – коэффициент, принимающий следующие значения:

$\xi = 0,5$ – для «свободного» подземного трубопровода (на подводных переходах, в поймах рек, на болотах, слабонесущих грунтах, у мест выхода на поверхность на поворотах, где не обеспечивается полное заземление грунтом), а также для надземных трубопроводов в виде балочных, шпренгельных и висячих систем, в которых предусмотрена компенсация продольных (температурных) деформаций, а также для арочных систем;

$$D_{\text{ВН}} = D_H - 2\delta_H, \quad (4.1.1.8)$$

где $D_{\text{ВН}}$ – внутренний диаметр трубопровода, м;

δ_H – номинальная толщина стенки трубопровода, которая получается путем округления расчетной толщины δ в большую сторону до ближайшей из сортаментного ряда толщин, предусмотренных ГОСТами или ТУ заводов – изготовителей, м.

					Расчетная часть	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приняв по вышеизложенному правилу, вычисляем сумму:

$$\sigma_{\text{пр.Н}} = -\alpha_t E \Delta t + 0,3 \frac{n_p P (D_H - 2\delta_{\text{Н1}})}{2\delta_{\text{Н1}}} = -46,23 \text{ МПа}, \quad (4.1.1.9)$$

при положительном температурном перепаде $\Delta t \geq 0$ (при замыкании трубопровода в холодное время года).

Если при этом полученная сумма (4.1.1.9) $\sigma_{\text{пр.Н}} \geq 0$ (растягивающие напряжения, т.е. когда продольные напряжения от внутреннего давления гасят термические), окончательно принимаем в качестве номинальной ранее найденную толщину стенки $\delta_{\text{Н}} = \delta_{\text{Н1}}$

В противном случае, когда $\sigma_{\text{пр.Н}} < 0$ (сжимающие напряжения, т.е. термические напряжения по модулю больше продольных напряжений от внутреннего давления) величина δ корректируется по формуле:

$$\delta = \frac{n_p P D_H}{2(\psi_1 R_1 + n_p P)}, \quad (4.1.1.10)$$

где ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

- при $\sigma_{\text{пр.Н}} \geq 0$ (осевые растягивающие напряжения) $\psi_1 = 1$;
- при $\sigma_{\text{пр.Н}} < 0$ (осевые сжимающие напряжения) коэффициент ψ_1 ($0 < \psi_1 < 1$) вычисляется по формуле:

$$\begin{aligned} \delta &= \frac{1,15 \cdot 6,3 \cdot 10^6 \cdot 1,020}{2(0,88 \cdot 218,57 \cdot 10^6 + 1,15 \cdot 6,3 \cdot 10^6)} = 0,01857 \text{ м} = 18,57 \text{ мм}, \\ \psi_1 &= \sqrt{1 - 0,75(|\sigma_{\text{прН}}| / R_1)^2} - 0,5|\sigma_{\text{прН}}| / R_1 = \\ &= \sqrt{1 - 0,75(46,23 / 218,57)^2} - 0,5 \cdot 46,23 / 218,57 = 0,88. \end{aligned} \quad (4.1.1.11)$$

Расчетная толщина стенки трубопровода, определенная по формуле (4.1.1.11), также, как и в первом случае, округляется в большую сторону до ближайшей номинальной по сортаменту труб и обозначается $\delta_{\text{Н}} = 19$.

Согласно п. 8.22* [5]. толщину стенки труб, определенную по формулам (4.1.1.1) и (4.1.1.10), следует принимать не менее $1/140 D_{\text{Н}}$, но не менее 3 мм для труб $D_y \leq 200$ мм и не менее 4 мм для труб $D_y > 200$ мм.

					Расчетная часть	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При этом принятая толщина стенки δ_H должна удовлетворять условию:

$$\delta_H \geq \delta_{\min}, \quad (4.1.1.12)$$

где $\delta_{\min}$ – минимальная толщина стенки, которая согласно п. 13.16 [5] находится из условия:

$$P_{\text{и}} = \frac{2\delta_{\min} R}{D_{\text{вн}}} \geq P, \quad (4.1.1.13)$$

откуда следует, что

$$\delta_{\text{н}} \geq \frac{D(D_H - 2\delta_H)}{2 \cdot 0,95 R_2^H}, \quad (4.1.1.14)$$

где $P_{\text{и}}$ – заводское гидростатическое испытательное давление, Па;

$$\delta_{\min} = \frac{6,3(1020 - 2 \cdot 19)}{2 \cdot 344,85} = 8,97 \text{ мм},$$

$$R = 0,95 R_2^H = 0,95 \sigma_T = 0,95 \cdot 363 = 344,85 \text{ МПа};$$

– расчетное значение напряжения, принимаемое равным 95% R_2^H

(предела текучести стали согласно п. 8.2. [5]), Па.

4.1.2 Оценка геометрических параметров трубы

Приняв окончательно номинальную толщину стенки трубы δ_H , необходимо подсчитать геометрические параметры трубы:

$R_{\text{ср}}$ – радиус срединной поверхности цилиндрической оболочки, м:

$$R_{\text{ср}} = \frac{(D_H - \delta_H)}{2} = \frac{(1020 - 19)}{2} = 500,5 \text{ мм} = 0,5005 \text{ м}; \quad (4.1.2.1)$$

$$\delta_H / R_{\text{ср}} = 19 / 500,5 = 0,037962;$$

– отношение номинальной толщины стенки к радиусу срединной поверхности;

F_{δ} – площадь поперечного сечения стенки трубы, м^2 :

$$F_{\delta} = \frac{\pi}{4} (D_H^2 - D_{\text{вн}}^2) = 2\pi R_{\text{ср}} \delta_H = 2\pi \cdot 0,5005 \cdot 0,019 = 0,05972 \text{ м}^2; \quad (4.1.2.2)$$

J – осевой момент инерции поперечного сечения трубы при ее изгибе, м^4 :

$$J = J_{xx} = J_{yy} = \frac{\pi}{64} (D_H^4 - D_{\text{вн}}^4) = \frac{\pi}{64} (1,02^4 - 0,982^4) = 0,00748 \approx \approx \pi R_{\text{ср}}^3 \delta_H = 0,0074826 \quad (4.1.2.3)$$

					Расчетная часть	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$E \cdot J = 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0075 = 1541413484 \text{ Н} \cdot \text{м}^2 = 15,41413 \cdot 10^8 \text{ Н} \cdot \text{м}^2 \quad (4.1.2.4)$$

$(E \cdot J)$ – жесткость трубы на изгиб, $\text{Н} \cdot \text{м}^2$.

4.1.3 Расчет параметров балластировки

Под устойчивостью трубопровода будем понимать его способность сохранять прямолинейное или начальное упруго-искривленное положение на дне обводненной траншеи при выпуклом (вогнутом) рельефе местности при самой неблагоприятной комбинации силовых воздействий, стремящихся вывести его из этого положения.

Устойчивость положения (против всплытия) трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках трассы, согласно п. 8.30* [5] следует проверять (в зависимости от условий строительства на данном участке) по условию:

$$Q_{\text{АКТ}} \leq \frac{1}{K_{\text{н.в}}} Q_{\text{ПАС}}, \quad (4.1.3.1)$$

где $Q_{\text{АКТ}}$ – суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх (включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом на выпуклом либо вогнутом рельефе), Н/м ;

$Q_{\text{ПАС}}$ – суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая собственный вес трубопровода), Н/м ;

$K_{\text{н.в}}$ – коэффициент надежности устойчивого положения трубопровода против всплытия на обводненных участках трассы, принимаемый равным:

– 1,05 для участков перехода через болота I, II и III типов по [6], водоемы, водохранилища, пруды, озера при отсутствии течения, пойменные участки рек за границами производства подводно-технических работ (ПТР), обводненные и периодически затопляемые участки в пределах ГВВ 1% обеспеченности; В общем случае при протаскивании трубопровода, покрытого сплошной деревянной футеровкой, по дну обводненной траншеи при равномерном расположении балластирующих устройств по длине трубопровода, включая участки, уложенные свободным изгибом, выражение (4.1.3.1) после раскрытия величин $Q_{\text{АКТ}}$ и $Q_{\text{ПАС}}$ и перегруппировки членов принимает вид:

					Расчетная часть	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$B = q_{\text{БАЛ.В}}^H = \frac{1}{n_B} [k_{\text{Н.В}} \cdot (q_B + q_{\text{ИЗГ}} + P_y) + P_x / f_{\text{Т.В}} - q_{\text{ТР}} - q_{\text{ДОП}}], \quad (4.1.3.2)$$

$B = q_{\text{БАЛ.В}}^H$ - нормативный вес балластирующих конструкций (пригрузов, без учета коэффициента надежности по нагрузке) в воде, приходящийся на 1 м трубы, Н/м;

n_B – коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый равным:

- 0,9 – для железобетонных грузов типа УБК, УБО, УТК, а также при сплошном бетонировании трубопровода;
- 1,0 – для чугунных грузов;

$q_B = A$ – расчетная выталкивающая (Архимедова) сила воды, действующая на единицу длины полностью погруженного в воду трубопровода при отсутствии течения, Н/м:

$$q_B = \frac{\pi}{4} D_{\text{Н.И}}^2 \gamma_B g = \frac{\pi}{4} 1,0858^2 \cdot 1075 \cdot 9,8067 = 9756,65 \text{ Н / м}, \quad (4.1.3.3)$$

$D_{\text{Н.И}}$ – наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия и футеровки, м, равный:

$$D_{\text{Н.Ф}} = D_H + 2(\delta_{\text{ИЗ}} + \delta_{\Phi}) = 1,02 + 2(0,0029 + 0,03) = 1,0858 \text{ м}; \quad (4.1.3.4)$$

наружному диаметру офутерованного трубопровода в случае сплошной футеровки, необходимой для защиты изоляционного покрытия трубопровода (дюкера) при его укладке способом протаскивания по дну траншеи, разрабатываемой в русловой части подводного перехода (ПП) или на болотах I, II и III типов;

$\gamma_B = 1075 \text{ кг/м}^3$ – плотность воды с учетом растворенных в ней солей и наличия взвешенных частиц, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, $g = 9,80665 \text{ м/с}^2$.

Примечание. При проектировании трубопроводов на участках переходов, сложенных грунтами, которые могут перейти в жидко-пластическое состояние, при определении выталкивающей силы следует вместо плотности воды принимать плотность разжиженного грунта, определяемую по данным изысканий.

					Расчетная часть	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\delta_{из}$, $\delta_{ф}$ – толщина слоя соответственно изоляции и футеровки, м:

$$\delta_{из} = k_{из} (\delta_{и.л} + \delta_{об}) = 2,3(0,635 + 0,635) = 2,921 \text{ мм} = 0,0029 \text{ м}, \quad (4.1.3.5)$$

$\delta_{и.л}$, $\delta_{об}$ – толщина изоляционного покрытия (мастичной изоляции или изоляционной ленты) и оберточного слоя (обертки) соответственно, приведенные для различных материалов в таблице 4.1.3.1;

$k_{из}$ – коэффициент, учитывающий величину нахлеста:

– 1,09 при однослойной схеме изоляционного покрытия «1+1», т.е. один слой изоляционной ленты (пленки) и один слой обертки;

– 2,3 при двухслойной схеме изоляционного покрытия «2+2», т.е. два слоя изоляционной ленты и два слоя обертки.

Примечания:

1. Плотность мастичной изоляции может быть принята равной 1050 кг/м³.
2. Конструкция защитных покрытий применяется по ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

3. Толщина футеровки $\delta_{ф}$ принимается равной:

– 20 мм – для трубопроводов $D_n \leq 426$ мм, когда футеровку осуществляют деревянными рейками сечением: толщина×ширина=20×50 мм;

– 30 мм – для трубопроводов $D_n > 426$ мм – рейками сечением: толщина×ширина=30×60 мм или речечно-проволочными коврами (матами).

И в том и в другом случае длина реек должна быть не менее 2 м.

Футеровка может быть сплошной, при которой вся поверхность труб по окружности закрывается рейками (см. рис. 4.1.3.1 и 4.1.3.2), и не сплошной, когда рейки по поверхности труб укладываются с промежутками, равными ширине реек. В зависимости от способа укладки трубопровода и условий его эксплуатации футеровку проводят по всей длине или на отдельных его участках. Так при укладке подводного трубопровода (дюкера) протаскиванием по дну траншеи применяют сплошное футерование по всей длине дюкера, а при укладке незабалластированного трубопровода способом свободного

					Расчетная часть	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

погружения футеровку осуществляют на отдельных участках (в местах крепления тросов), где возможно повреждение изоляции;

Таблица 4.1.3.1 – Изоляционные материалы

Тип, маркировка изоляционных материалов	Толщина $\delta_{и.п.}, \delta_{об.}$ мм	Масса 1 м ² , кг/м ²	Плотность материала изоляционного покрытия (обертки) $\gamma_{и.п.}, \gamma_{об.}$, кг/м ³
Отечественные изоляционные материалы			
Летняя ПИЛ, ТУ 19-103-78	0,3	-	-
Зимняя ПВХ-БК, ТУ 102-166-82	0,35	-	-
Зимняя ПВХ-Л, ТУ 102-320-86	0,3	-	-
Отечественные обертки, в т.ч.:			
Пленка оберточная ПЭКом, ТУ 102-284-81	0,6±0,05	0,53	880
Пленка оберточная ПДБ, ТУ 21-27-49-76	0,55±0,05	0,58	1050
Пленка полимерная ПВХ, ТУ 102-123-78	0,5±0,1	0,634	1268
Оберточный материал ПВХ, ТУ 102-123-78	0,6±0,1	0,705	1175
Импортные изоляционные ленты			
Поликен 980-25 (США)	0,635	0,664	1046
Плайкофлекс 450-25 (США)	0,635	0,664	1046
Тек-Рап 240-25 (США)	0,635	0,735	1157
Нитто-53-635 (Япония)	0,635	0,692	1090
Фуракава Рапко НМ-2 (Япония)	0,640	0,648	1010
Альтене 100-25 (Италия)	0,635	0,664	1046
Пластизол (Югославия)	0,640	0,655	1040
Импортные обертки			
Поликен 955-25 (США)	0,635	0,653	1028
Плайкофлекс 650-25 (США)	0,635	0,640	1008
Тек-Рап 260-25 (США)	0,636	0,680	1072
Нитто-56РА-4 (Япония)	0,635	0,670	1055
Фуракава Рапко РВ-2 (Япония)	0,640	0,633	989
Альтене 205-25 (Италия)	0,635	0,653	1028
Пластизол (Югославия)	0,635	0,655	1031

Расчетный вес единицы длины трубопровода в воздухе с учетом изоляции и футеровки (при укладке протаскиванием, а при укладке с поверхности воды $q_{\phi}=0$) при коэффициенте надежности по нагрузке $n_{с.в}=0,95$:

$$q_{тр} = q_M + q_{из} + q_{\phi} = 4367,48 + 90,64 = 4458,12 \text{ Н / м}; \quad (4.1.3.6)$$

где q_M – нагрузка от собственного веса металла трубы, Н/м:

$$q_M = n_{с.в} \gamma_M g F_{\delta} = 0,95 \cdot 7850 \cdot 9,80665 \cdot 0,059720 = 4367,48 \text{ Н / м}; \quad (4.1.3.7)$$



Рис. 4.1.3.1 – Футеровка трубопровода деревянными рейками

$n_{с.в}=0,95$ – коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса при расчете на устойчивость положения трубопровода против всплытия, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы конструкции; γ_m – плотность металла, из которого изготовлены трубы (для стали $\gamma_m=7850 \text{ кг/м}^3$);

$q_{из}$ – нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов, определяемая в зависимости от схемы изоляционного покрытия («1+1» или «2+2»), Н/м:

$$\begin{aligned} q_{из} &= q_{и.п.} + q_{об} = n_{с.в} \cdot q_{из}'' \cdot (q_{и.п.}'' + q_{об}'') = \\ &= n_{с.в} \cdot k_{из} \cdot g \cdot \pi \cdot (D_H + \delta_{из}) \cdot (\gamma_{и.п.} \delta_{и.п.} + \gamma_{об} \delta_{об}) = \\ &= 0,95 \cdot 2,3 \cdot 9,80665 \cdot 3,14 \cdot (1,02 + 0,00292) \cdot \\ &\cdot (1046 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} + 1028 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3}) = 90,64 \text{ Н / м}; \end{aligned} \quad (4.1.3.8)$$

$\gamma_{и.п.}$, $\gamma_{об}$ – плотность изоляционных и оберточных материалов соответственно, кг/м^3 .

При расчете устойчивости против всплытия подводного трубопровода, пересекающего болта III типа, вертикальная и горизонтальная составляющие силового гидродинамического воздействия потока воды на трубу в процессе укладки трубопровода на дно траншеи не учитывается так как течение на болотах III типа отсутствует.

$$\begin{aligned} B &= q_{бал.в}^H = [k_{н.в} (q_в + q_{изг} + P_y) + P_x / f_{т.в} - q_{тр} - q_{доп}] / n_B = \\ &= [1,05(9756,65 + 0 + 0) + 0 - 4367,48 - 0] / 0,9 = 6429,29 \text{ Н / м} \end{aligned} \quad (4.1.3.9)$$

Т.к. $B > 0$, трубопровод необходимо пригружать, т.е. балластировать.

					Расчетная часть	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На пойменных, обводненных и периодически затопляемых участках, на болотах всех типов – одиночные грузы, групповая балластировка или закрепление трубопровода анкерными устройствами.

Таблица 4.1.3.2 – Применяем балластировку одиночными железобетонными грузами

Диаметр трубопровода, мм	Марка утяжелителя	Габаритные размеры утяжелителя, мм							Объем бетона, куб. м	Масса утяжелителя, кг
		L	H	B	R	b	e	f		
1020	1-УБКм-1020-9	900	1370	1840	1100	300	400	295	1,49	3580

Для балластировки нефтепровода с $D_n=1020$ мм подходят железобетонные утяжелители марки УБК 1020-24-2.

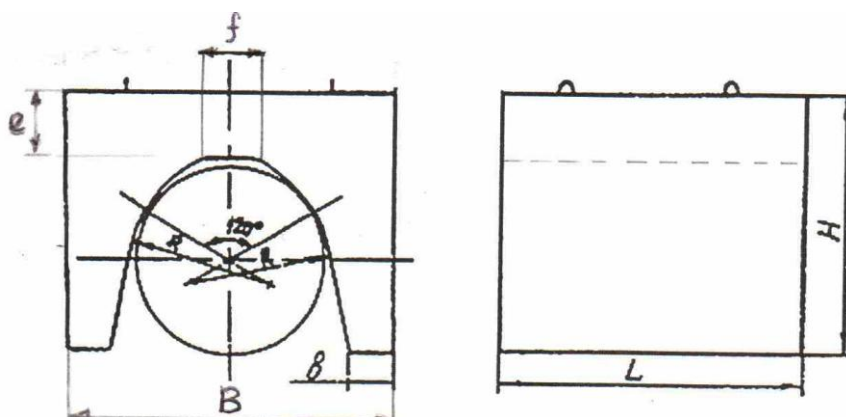


Рис. 4.1.3.2 – Железобетонный утяжелитель типа УБК 1020-9А

Расстояние между одиночными пригрузами:

$$l_z = \frac{Q_{\Gamma} \cdot g - \gamma_{\text{в}} \cdot g \cdot V_{\Gamma}}{q_{\text{бал.в}}^n} = \frac{3580 \cdot 9,80665 - 1075 \cdot 9,80665 \cdot 1,49}{6429,29} = 3,02 \text{ м.} \quad (4.1.3.10)$$

Расстояние между одиночными пригрузами 3,02 больше ширины одного пригруза 0,9 м., что соответствует условию того, что пригрузки смогут поместиться рядом друг с другом.

Число пригрузов необходимое для балластировки участка трубопровода длиной L:

$$N = \frac{L}{l_z} = \frac{500}{3,02} = 165,70 \approx 166; \quad (4.1.3.11)$$

Данные по балластировке трубопроводов другого диаметра приведены в следующих таблицах 4.1.3.3–4.1.3.10.

4.2 Гидравлический расчет магистрального нефтепровода

Целью гидравлического расчета магистрального нефтепровода является определение суммарных потерь напора в магистральном нефтепроводе и полного напора, необходимого для перекачки нефти магистральному нефтепроводу, т.е. гидравлического сопротивления нефтепровода.

1. Пропускная способность магистрального нефтепровода – это максимальное количество нефти, которое может быть перекачано по нефтепроводу при экономически оптимальном использовании принятых расчетных параметров и установившемся режиме.

Данные для расчета представлены ниже:

годовая пропускная способность нефтепровода – 40 млн. т/год;

плотность перекачиваемой нефти – 867 кг/м³;

длина трассы – 500 м;

Разность отметок начала и конца трубопровода $AZ=Z_2-Z_1$ – 25 м.

Определяется объемная часовая пропускная способность нефтепровода

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G}{24 \cdot N_p \cdot \rho}, \quad (4.2.1)$$

где G – годовая пропускная способность нефтепровода млн т/год;

N_p – расчетное число суток работы нефтепровода (350 сут, [9]);

24 – число часов в сутках;

ρ – плотность перекачиваемой нефти, кг/м³.

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G}{24 \cdot N_p \cdot \rho} = \frac{40 \cdot 10^9 \text{ кг/год}}{24 \cdot 350 \cdot 867 \text{ кг/м}^3} = 5492,4 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

2. Определяется расчетный диаметр нефтепровода

$$D_{\text{вн}} = \sqrt{(4Q_{\text{ч}})/(3600v\pi)}, \quad (4.2.2)$$

где $Q_{\text{ч}}$ – расход жидкости, м³/ч;

v – теоретически принятая скорость движения нефти по нефтепроводу, м/с. Рекомендуется $v_{\text{т}}=1,5, 2,5$ м/с.

					Расчетная часть	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$D_{вн} = \sqrt{\frac{4 \cdot 5492,4}{3600 \cdot 3,14 \cdot 2,35}} = 0,909 \text{ м.}$$

3. Выбираются по ГОСТ или ТУ (техническим условиям) наружный диаметр нефтепровода D_n (ближайший к расчетному) и толщина стенки нефтепровода $D_{вн}$, которая проверяется механическим расчетом $D_n=1020$ мм, m , $\delta=16,5$ мм.

4. Определяется внутренний диаметр нефтепровода

$$D_{вн}=D_n-2 \cdot d, \quad (4.2.3)$$

$$D_{вн}=1020-2 \cdot 16,5=987 \text{ мм.}$$

5. Определяется фактическая скорость движения нефти

$$v=(4 \cdot Q_c)/(\pi \cdot D_{вн}^2), \quad (4.2.4)$$

$$v=(4 \cdot (5492,4/3600))/(3,14 \cdot 987^2)=2,06 \text{ м/с.}$$

6. Определяется режим движения нефти, который характеризуется величиной числа Рейнольдса

$$Re=(v \cdot D_{вн})/\nu, \quad (4.2.5)$$

где ν – кинематическая вязкость нефти, $\text{м}^2/\text{с}$. Выбирается по паспорту на нефть или из справочника.

$$Re=(2 \cdot 987)/57,71 \cdot 10^{-6}=35731$$

Если $Re < 2300$, то режим движения ламинарный,

Если $Re > 2300$, то режим движения турбулентный.

Так как $Re > 2300$ то, режим течения жидкости турбулентный.

Ламинарное движение – это движение жидкости, наблюдаемое при малых скоростях, при котором отдельные струйки жидкости движутся параллельно друг другу и оси потока.

Турбулентное движение – это движение жидкости при больших скоростях, при котором в движении жидкости нет видимой закономерности и отдельные частицы, перемешиваясь между собой, движутся хаотично.

7. Определяется зона трения, если режим движения турбулентный.

Определяется первое переходное число Рейнольдса.

$$Re_{1пер}=10/e, \quad (4.2.6)$$

					Расчетная часть	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где e – относительная шероховатость труб, м. Для этого определяем относительную шероховатость труб $k_s=0,05$.

$$e=k_s/D_{\text{вн}}=0,05/987=4,99 \cdot 10^{-5}, \quad (4.2.7)$$

$$Re_{1\text{пер}}=10/4,99 \cdot 10^{-5}=200200.$$

Если $2300 < Re < Re_{1\text{пер}}$, то зона гидравлически гладких труб (зона гладкого трения, зона Блазиуса)

Если $Re > Re_{1\text{пер}}$, то определяется второе переходное число Рейнольдса

$$Re_{2\text{пер}}=500/e=500/4,99 \cdot 10^{-5}=10010010 \quad (4.2.8)$$

Если $Re_{1\text{пер}} < Re < Re_{2\text{пер}}$, то зона гидравлически шероховатых труб (смешанного трения).

Если $Re > Re_{2\text{пер}}$, то зона вполне шероховатых труб (квадратичного трения)

Так как $Re < Re_{1\text{пер}}$, то течение нефти происходит в зоне гидравлически гладких труб.

8. В зависимости от режима движения нефти и зоны трения определяются коэффициенты обобщенной формулы Блазиуса a , b .

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = a / Re^{0,25} = 0,3164 / 35731^{0,25} = 0,023. \quad (4.2.9)$$

Определяем гидравлический уклон в нефтепроводе

$$i = \frac{\lambda \cdot v^2}{D \cdot 2g} = \frac{0,023 \cdot 2,06^2}{987 \cdot 2 \cdot 9,81} = 0,00497. \quad (4.2.10)$$

Вычисляем потери напора на трение в трубопроводе

$$h_{\text{тр}} = i \cdot L = 0,00497 \cdot 500 \cdot 10^3 = 2485 \text{ м}. \quad (4.2.11)$$

Потери напора на местные сопротивления

$$h_{\text{м}} = 0,02 \cdot h_{\text{тр}} = 0,02 \cdot 2485 = 49,7 \text{ м}. \quad (4.2.12)$$

9. Определяется гидравлическое сопротивление нефтепровода (полная потеря напора)

$$H_o = h_{\text{тр}} + h_{\text{м}} + h_{\text{г}} + h_{\text{и}}, \quad (4.2.13)$$

где $h_{\text{г}}$ – геодезическая высота, м.

Геодезическая высота равна разности нивелирных отметок между конечной и начальной точками трассы

					Расчетная часть	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$h_r = \Delta z,$$

где $h_{и}$ – требуемый избыточный напор в конце магистрального нефтепровода, м. Для магистральных нефтепроводов величина избыточного напора часто очень мала по сравнению с другими слагаемыми, тогда ею можно пренебречь,

то есть принять $h_{и} = 0$

$$H_0 = h_{л.п} + h_{м.п} + \Delta z = 2485 + 49,7 + 25 = 2559,7 \text{ м.}$$

Гидравлическое сопротивление нефтепровода H_0 равно полному напору, необходимому для перекачки нефти по магистральному нефтепроводу.

4.3 Определение толщины стенки ледогрунтового ограждения

В данной главе определены минимальные толщины стенок ледогрунтового ограждения. Толщины стенок должно хватить, для того, чтобы выдержать гидростатическое давление жидкости болота. Эпюры гидростатического давления представлены на рисунке 4.3.1.

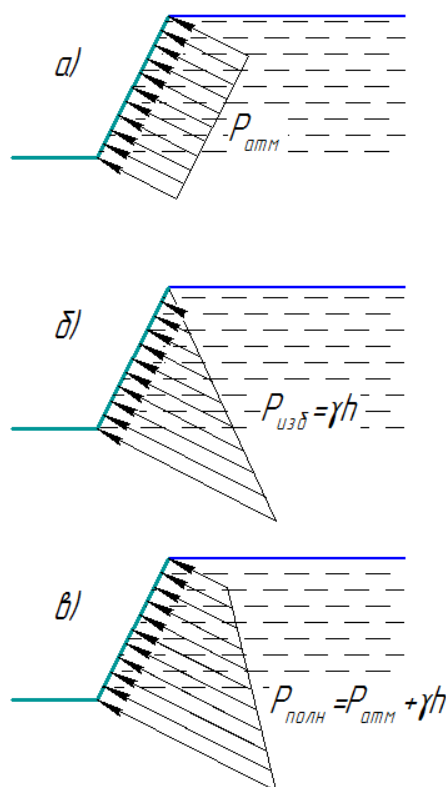


Рис. 4.3.1 – Эпюры гидростатического давления:

а – внешнее, б – избыточное, в – полное

Расчетная схема представлена на рисунке 4.3.2. Размеры ремонтного котлована и ледогрунтового ограждения определены в главе 3 для каждого внешнего диаметра трубопровода.

Значения предела прочности льда, так называемое временное сопротивление льда, в различных условиях его напряженного состояния и при температуре, близкой к 0°C , по данным К.Н. Коржавина приведены в таблице 4.3.1.

С понижением температуры прочность льда увеличивается, а с повышением солёности – уменьшается.

Таблица 4.3.1 – Значения предела прочности льда, Па

Характер деформации	Ориентировка усилия	Обозначение	Реки Севера и Сибири	Реки европейской части России
Сжатие	Перпендикулярно	$R_{\text{СЖ}}$	$(45...65)10^4$	$(25...40)10^4$
Местное смятие	Перпендикулярно	$R_{\text{СМ}}$	$(110...150)10^4$	$(55...80)10^4$
Растяжение	Параллельно	$R_{\text{Р}}$	$(70...90)10^4$	$(30...40)10^4$
Срез	Параллельно	$R_{\text{СР}}$	$(40...60)10^4$	$(20...30)10^4$
Изгиб	Параллельно	$R_{\text{ИЗГ}}$	$(45...65)10^4$	$(25...4)10^4$

Расчет минимальной толщины стенки ледогрунтового ограждение будем вести по пределу прочности на изгиб. Примем $R_{изг} = 0,45 \text{ МПа}$.

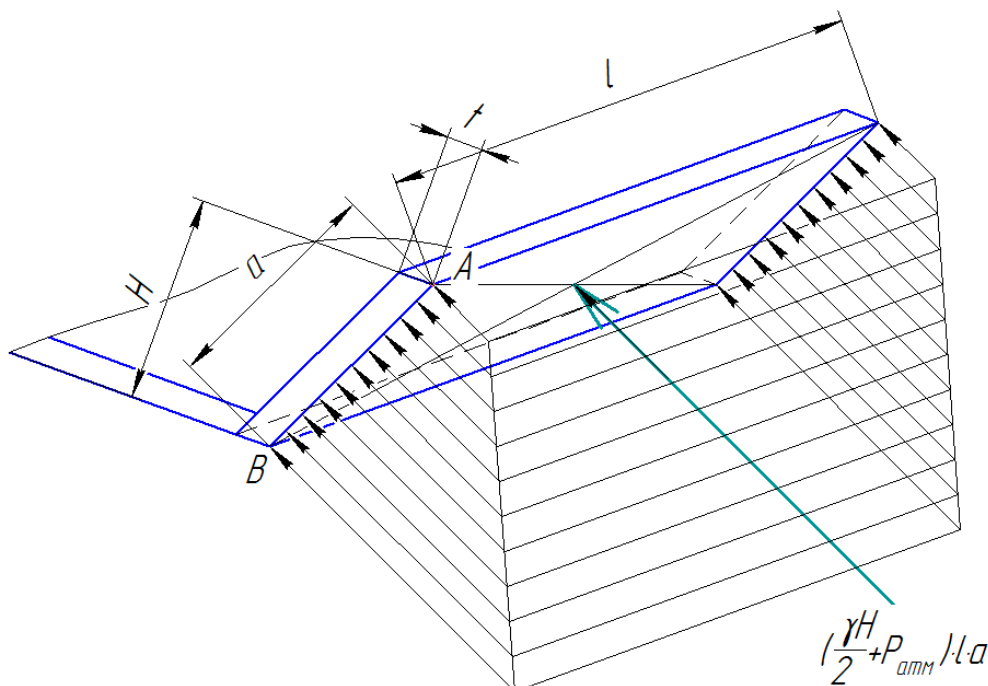


Рис. 4.3.2 – Расчетная схема

Вывод формулы для расчета минимальной толщины стенки ледогрунтового ограждения представлен ниже: гидростатическое давление в точке А:

$$P_A = \rho \cdot g \cdot 0 + P_{атм}; \quad (4.3.1)$$

гидростатическое давление в точке В:

$$P_B = \rho \cdot g \cdot H + P_{атм}; \quad (4.3.2)$$

Среднее значение гидростатического давления жидкости:

$$P_{cp} = \frac{\rho \cdot g \cdot 0 + P_{атм} + \rho g H + P_{атм}}{2} = \frac{\rho g H}{2} + P_{атм}; \quad (4.3.3)$$

Условие устойчивости стенки:

$$R_{изг} \cdot a \cdot t_{min} = \left(\frac{\rho g H}{2} + P_{атм} \right) \cdot l \cdot a; \quad (4.3.4)$$

Отсюда, формула для вычисления минимальной толщины стенки:

$$t_{min} = \frac{\left(\frac{\rho g H}{2} + P_{атм} \right) \cdot l}{R_{изг}}. \quad (4.3.5)$$

Из формулы видно, что минимальная толщина стенки ледогрунтового ограждения зависит от глубины и длины ремонтной траншеи, т.е. геометрии ледогрунтового ограждения. В таблице 4.3.2 представлены минимальные толщины стен для ремонтных котлованов различной длины и для труб различного диаметра. Плотность воды принимаем равной 1075 кг/м³.

Таблица 4.3.2 Значения минимальной толщины стенки ледогрунтового ограждения, м

Внешний диаметр трубопровода, мм.	Глубина траншеи, м.	Длина ремонтного котлована, м									
		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
530	2,13	0,99	1,24	1,48	1,73	1,98	2,22	2,47	2,72	2,97	3,21
630	2,23	0,99	1,24	1,49	1,74	1,99	2,23	2,48	2,73	2,98	3,23
720	2,32	1,00	1,25	1,50	1,75	2,00	2,24	2,49	2,74	2,99	3,24
820	2,42	1,00	1,25	1,50	1,75	2,00	2,25	2,51	2,76	3,01	3,26
1020	2,62	1,01	1,26	1,52	1,77	2,02	2,28	2,53	2,78	3,03	3,29
1220	2,82	1,02	1,28	1,53	1,79	2,04	2,30	2,55	2,81	3,06	3,32

Из таблицы 4.3.2 видно, что наибольшая толщина стенки ледогрунтового ограждения требуется при строительстве ремонтного котлована длиной 13 метров. Исходя из этих данных можно скорректировать объем замораживаемого грунта и время, требуемое на их заморозку.

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга). Можно применять географический, демографический, поведенческий и иные критерии сегментирования рынка потребителей, возможно применение их комбинаций с использованием таких характеристик, как возраст, пол, национальность, образование, любимые занятия, стиль жизни, социальная принадлежность, профессия, уровень дохода.

Целесообразно выбрать два наиболее значимых для нас критерия: географическое расположение компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка.

Что касается отраслей, то не все предприятия могут пользоваться данным продуктом, а только та промышленность, которая ведет свою деятельность на сильно обводненных территориях, в частности на болотах. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион имеет территории в области болот.

					<i>Применение метода искусственного замораживания грунта при проведении ремонтно-восстановительных работ на подземных трубопроводах в условиях болот.</i>				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Москвин И.А.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Саруев А.Л.					90	120	
Консультант						НИТПУ, ИШПР, группа 2Б5А			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.							

		Отрасль	
		Нефтедобывающие предприятия	Нефтеперерабатывающие предприятия
Размер предприятия	Крупные	ГТ	Т
	Средние		
	Мелкие	С	И

☐ Р Транснефть
 ☐ ГТ Газпром трансгаз
 ☐ С Система-газ
 ☐ И Искра нефтегаз

Как видно из таблицы, основными сегментами рынка являются крупные и малые компании. Следовательно, наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтедобычи и нефтепереработки для формирования спроса является группа независимых крупных и малых нефтедобывающих компаний.

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих технических решений, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны всех методов повышения устойчивости грунта. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация об альтернативных способах закрепления грунта:

- технические характеристики решений;
- конкурентоспособность решения;
- бюджет решения;

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице:

Таблица 1. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б ₁	Б ₂	Б ₃	К ₁	К ₂	К ₃
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,15	5	5	4	0,75	0,75	0,60
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	1	4	0,75	0,15	0,60
2. Надежность	0,15	5	4	4	0,5	0,4	0,4
4. Безопасность	0,15	5	4	4	0,5	0,4	0,4
5. Энергоэкономичность	0,15	5	4	3	0,75	0,60	0,45
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена	0,15	5	3	4	1,0	0,6	0,8
2. Конкурентоспособность продукта	0,1	4	4	3	0,2	0,2	0,15
Итого	1	34	25	26	4,45	3,1	3,4

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (1)$$

где К – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Конкурентоспособность исследуемого метода составила 4,45, в то время как двух других аналогов 3,1 и 3,4 соответственно. Результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как удобство эксплуатации для потребителей, цена и энергоэкономичность.

5.2 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

При любом проектировании всегда есть несколько методов или вариантов достижения цели, т.е. несколько альтернатив. Выше были описаны методы, позволяющие выявить и предложить возможные альтернативы проведения исследования и доработки результатов. Приведенные в предыдущих пунктах

методы в основном ориентированы на совершенствование результатов научного проектирования, находящегося на стадии разработки. Обычно, используя морфологический подход, можно предложить не менее трех основных вариантов совершенствования разработки или основных направлений научного исследования. Морфологический подход заключается в исследовании всех выявленных альтернатив, которые вытекают из закономерностей строения (морфологии) объекта исследования. Такой подход охватывает как известные, так и новые, необычные варианты, которые при простом переборе могли быть упущены. С помощью комбинации вариантов получают большое количество различных решений, многие из которых представляют практический интерес.

Научно-технический прогресс не стоит на месте и развивается очень стремительно. Из этого следует, что разрабатываемые сейчас технические решения скоро могут стать не актуальными. В связи с этим, разработку новых проектов нужно осуществлять с учетом их дальнейшего развития. Это означает, что системы электроснабжения, разрабатываемые в наше время, должны уметь приспосабливаться к условиям новой среды, т.е. быть динамичными. Поэтому необходимо определить дальнейшие пути развития или модификации разрабатываемой системы электроснабжения данного предприятия. Удобнее всего рассматривать имеющиеся варианты в виде морфологической матрицы, приведенной в табл. 5.

Таблица 5 – Альтернативы проведения исследования

	1	2	3
А. Тип закрепления грунта	Вкалчивание шпунтов по периметру	Заморозка с использованием рассола	Заморозка Жидким азотом

Выбор наиболее желательных функционально конкретных решений осуществляется с позиции его функционального содержания и ресурсосбережения. Наиболее выгодным является вариант А3.

5.3 Планирование научно-исследовательских работ

5.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ.

Таблица 6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность Исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления Исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ существующей схемы заморозки грунта.	Инженер
	6	Разработка математической модели процесса	Инженер
	7	Оценка влияния технологических параметров на качество продукта	Инженер
	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
Обобщение и оценка результатов	9	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, инженер
	10	Оформление пояснительной записки	Инженер
	11	Разработка презентации и раздаточного материала	Инженер

5.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости тоже используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (2)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (3)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

В качестве примера рассчитаем продолжительность 1 работы – разработка ТЗ:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min} + 2t_{\max i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 7}{5} = 3,4 \text{ чел.-дн.};$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} = \frac{1,8}{1} = 3,4 \text{ дн.}$$

5.3.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика,

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (4)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48, \quad (5)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

5.3.4 Бюджет научно-технического исследования НТИ

Расчет материальных затрат НТИ

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3-5 % от цены). Результаты по данной статье занесём в таблицу 27

Таблица 9 –Материальные затраты

Наименование	Ед. Измерения	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.		
				Исп.1	Исп.2	Исп.3
Бумага	пачка	1	258	258	258	258
Ручка	шт	2	25	50	50	75
Картридж для принтера	шт	1	534	600	600	600
Тетрадь для записей	шт	1	54	54	54	108
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)				48	48	52
Итого:				1010	1010	1089
				3109		

Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Для выполнения данного проекта необходимо приобретение персонального компьютера, ПО MicrosoftOffice 365 для создания документов, лицензионного программного пакета Unisim Design для компьютерной реализации модели.

Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного научного проекта и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в виде амортизационных отчислений. Так, стоимость персонального компьютера при сроке амортизации 25 месяцев и его использовании в течение 9 месяцев составит 18 тысяч рублей.

Таблица 10 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед. оборудования	Цена ед. оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб
1	Персональный компьютер	1	18	18
2	Принтер	1	3	3
3	Microsoft Office 2016 Home and Business RU x32/x64	1	10	10
4	Лицензия на программный пакет Unisim Design	1	50	50
Итого				81

Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} \quad (6)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}}, \quad (7)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

$T_{\text{р}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (8)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 11 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	76	76
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	24	48
- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	247	227

$$Z_{\text{дн(рук.)}} = \frac{33664 \cdot 11,2}{247} = 1526,5 \text{ руб}$$

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_b \cdot (k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p \quad (9)$$

где Z_b – базовый оклад, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда);

k_d – коэффициент доплат и надбавок;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 12 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Z_b , руб.	$k_{\text{пр}}$	k_d	k_p	Z_m , руб	$Z_{\text{дн}}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	33664	1,3	-	1,3	48139,5	1526,5	40	61060
Итого:								61060

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10 - 15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} \quad (17)$$

где $З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

$З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

В табл. 13 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 13 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель
Основная зарплата	61060
Дополнительная зарплата	9159
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	70219

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (18)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 14– Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	61060	9159
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	27,1 %	
Отчисления, руб.	16547,3	2482,1
Итого	19029,4	

Накладные расходы

Накладные расходы – это расходы на прочие затраты, не учитываемые в п.п 5.3.1 – 5.3.3, например, затраты на печать, ксерокопирование, оплата

интернета и прочих услуг связи и коммуникации, электроэнергии. Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}},$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принята в размере 20%.

Рассчитаем накладные расходы на выполнение НТИ:

$$Z_{\text{накл(исп1,2)}} = (1023 + 81000 + 61060 + 9159 + 19029,4) \cdot 0,2 = 34254,3 \text{ рублей.}$$

$$Z_{\text{накл(исп3)}} = (1089 + 81000 + 61060 + 9159 + 19029,4) \cdot 0,2 = 34267,5$$

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 15 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Материальные затраты НТИ	1010	1010	1089
2. Специальное оборудование для научных работ	81000	81000	81000
3. Основная заработная плата	61060	61060	61060
4. Дополнительная заработная плата	9159	9159	9159
5. Отчисления на социальные нужды	19029,4	19029,4	19029,4
6. Накладные расходы	34254,3	34254,3	34267,5
7. Бюджет затрат	196353,7	196353,7	196445,9

5.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}},$$

где I_{ϕ}^p - интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

$\Phi_{\max}$ – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a,$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i-го параметра;

b_i^a , b_i^p – балльная оценка i-го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Таблица 16 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Адекватность разработки	0,2	4	5	4
2. Простота применения	0,2	5	5	4
3. Энергосбережение	0,4	4	5	3
4. Универсальность	0,1	5	4	3
5. Способствует росту производительности труда	0,1	4	5	4
ИТОГО	1	4,6	4,7	3,5

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{\text{финр}}^p$) и аналога ($I_{\text{финр}}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{Исн1}} = \frac{I_m^p}{I_{\phi}^p} = \frac{4,6}{0,978} = 4,71$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{Исн2}} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{4,7}{1} = 4,7$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{Исн3}} = \frac{I_m^{a2}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{3,5}{0,74} = 4,73$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{Исн1}}}{I_{\text{Исн2}}}$$

Таблица 17 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,978	1	0,74
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,6	4,7	3,5
3	Интегральный показатель эффективности	4,71	4,7	4,73
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения (разработка относительно аналога)	1	0,993	0,995

Вывод

В ходе выполнения данного раздела были определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности, на основании сравнительной эффективности вариантов исполнения, оптимальным был выбран вариант исполнения 1, подразумевающий под собой метод замораживания грунта с помощью жидкого азота.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6 Социальная ответственность

Процесс искусственного замораживания грунтов является трудоёмким и сложным техническим процессом, требующим должных навыков и опыта от работающего персонала. Заморозка грунта происходит из-за большой обводнённости грунта, отсюда следует, что работы происходят в тяжелых условиях. Целью данного раздела является анализ всех вредных и опасных факторов, с которыми может столкнуться сотрудник при выполнении задания. Так же, не стоит упускать из виду безопасность окружающей среды, т.к. любое, даже маленькое загрязнение может привести к необратимым последствиям. Любая неосторожность или не соблюдение правил безопасности, может вызвать чрезвычайную ситуацию, что в свою очередь нанесет ущерб предприятию, жизни сотрудников и окружающей среде..

6.1 Производственная безопасность

Для наглядности и упрощения анализа опасных и вредных факторов при выполнении ремонта нефтепровода в условиях болот составим таблицу 6.1.1.

Таблица 6.1.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ при проведении ремонта подземных трубопроводов

Наименование видов работ	Факторы ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ		Нормативные документы
	вредные	опасные	
1	2	3	4
Земляные работы; Разработка ремонтного котлована; Работы с жидким азотом; Подъем, укладка нефтепровода; Сварочно-монтажные работы;	1.Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2.Превышение уровней шума и вибрации; 3.Недостаточная освещенность рабочей зоны; 4.Повышение загазованности	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (вт.ч. грузоподъемные); 2. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением; 3. Пожаровзрыво	ГОСТ 12.1.004–91 [2] ГОСТ 12.0.003–74[3] СНиП 3.02.01–87[14] ГОСТ 12.1.003 - 2014[15] ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ [16] ГОСТ 12.1.030-81 [17] СанПиН 2.2.1/2.1.1.12 78–03[15] ГОСТ 12.1.005-88

					<i>Применение метода искусственного замораживания грунта при проведении ремонтно-восстановительных работ на подземных трубопроводах в условиях болот.</i>						
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>							
<i>Разраб.</i>		<i>Москвин И.А.</i>			<i>Социальная ответственность</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>								<i>104</i>	<i>120</i>
<i>Консультант</i>								<i>НИТПУ, ИШПР, группа 2Б5А</i>			
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>									

Испытание нефтепровода.	рабочей зоны; 5. Повреждения из-за животных, насекомых, пресмыкающихся.	безопасность; 4.Электробезопасность; 5. Статическое электричество.	ССБТ [7] ГОСТ 12.1.008-76[8]
-------------------------	--	--	---------------------------------

6.1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Постоянное отклонение метеоусловий на рабочем месте приводит к перегреву или переохлаждению человеческого организма. Перегрев ухудшает здоровое функционирование организма, а переохлаждение приводит к простуде и воспалениям.

Работающие на открытой территории летом, должны быть обеспечены специальной одеждой, обувью, средствами защиты рук, головы, лица и глаз.

Работающие на открытой территории зимой должны быть обеспечены тёплой спецодеждой, обувью, средствами защиты рук, головы, лица и глаз, рабочие должны иметь возможность периодически находиться в теплом помещении. При определенных метеоусловиях работы приостанавливаются (таблица 6.1.1.1).

Таблица 6.1.1.1 – Погодные условия для остановки работ на открытом воздухе [*]

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	10

2. Превышение уровней шума и вибрации

Превышение уровней шума возможно при работе экскаватора и другой спецтехники.

Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе шум приводит к снижению внимания и увеличению ошибок при выполнении различных видов

работ, замедляет реакцию человека на поступающие от технических устройств сигналы, угнетает центральную нервную систему (ЦНС), вызывает изменения скорости дыхания и пульса, способствует нарушению обмена веществ, возникновению сердечно-сосудистых заболеваний, язвы желудка, гипертонических заболеваний.

Рассматриваемое рабочее место является постоянным и находится на территории предприятия. В соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 [*] для рабочего места такого типа устанавливается эквивалентный уровень звука равный 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах сокравными уровнями звукового давления свыше 135 дБ в любой октавной полосе.

Основные методы борьбы с шумом:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- средства индивидуальной защиты (беруши, наушники, ватные тампоны);
- соблюдение режима труда и отдыха;
- использование ДУ при эксплуатации шумящего оборудования и машин.

Вибрация, создаваемая машинами, механизированным инструментом и оборудованием, способна привести как к нарушениям в работе и выходу из строя самих машин, так и служить причиной повреждения других технических и строительных объектов. Это может повлечь за собой возникновение аварийных ситуаций и, в конечном счете, неблагоприятных воздействий на человека, получение им травм.

Методы виброзащиты в основном организационные – использование средств индивидуальной защиты (СИЗ) для защиты рук, ног, тела работника и установление внутрисменного режима труда. При превышении локальной вибрации на рабочем месте установленного уровня вводится ограничение времени ее воздействия:

- при превышении предельно допустимого уровня (ПДУ) до 3 дБ длительность воздействия ограничивается 120-160 минутами;

					Социальная ответственность	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- до 6 дБ – 60-80 мин;
- до 9 дБ – 30-40 мин;
- до 12 дБ – 15-40 мин;
- при ПДУ > 12 дБ запрещается проводить работы и применять оборудование, генерирующее такую вибрацию.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (вкладыши «Беруши»), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА [*]. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину.

3. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог [*]. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [*].

4. Повышенная загазованность рабочей зоны

Повышенная загазованность рабочей зоны связана с испарениями нефти или других токсичных веществ, находящихся в котловане, а также с выхлопами двигателей работающей техники.

В большинстве случаев эти газы являются ядовитыми, оказывающими токсическое действие на организм человека. Ядовитые вещества проникают в организм человека через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт, кожу. На участки кожи яды оказывают локальное болезненное воздействие.

В случае превышения нормативных показателей, (таблица 6.3) следует предусмотреть средства коллективной и индивидуальной защиты.

Таблица 6.1.1.2 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе.[*]

Наименование вещества					ПДК, мг/м ³	Класс опасности
					Социальная ответственность	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
						Лист
						107

Бензол	15	II
Сера	6	IV
Серы диоксид SO ²	10	III
Сероводород H ₂ S	10	II
Сероводород в смеси с углеводородами	3	III
Толуол	50	III
Углеводороды C ₁ – C ₁₀	300	IV
Углерода оксид CO	20	IV

4. Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Биологические опасности - опасности, исходящие от живых объектов. К применению индивидуальных средств защиты относят использование специальной защитной одежды, обуви, рукавиц, головных уборов [*].

К техническим мерам защиты работающих относятся: оборудование и препараты для дезинсекции, оградительные устройства, сигнализации, знаки безопасности.

6.1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производённой среды

Опасные производственные факторы – это факторы, которые могут привести к различным травмам работника.

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Травму можно получить при движении машин и механизмов. Невнимательность и отсутствие СИЗ приводит к травмам различных частей тела.

Работник, обязан носить каску в зоне проведения работ. Находится в зоне работы техники недопустимо. По полосе движения техники должны находиться предупреждающие таблички, которые информируют об опасности.

2. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Основная опасность при эксплуатации трубопровода заключается в возможности их разрушения под действием давления рабочей среды. Оборудование, работающее под давлением, должно быть рассчитано с учетом нагрузок, А так же должны учитываться следующие факторы:

– внутреннее/внешнее давление;

					Социальная ответственность	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- температура окружающей среды и рабочей среды;
- статическое давление в рабочих условиях и условиях испытания от массы содержимого в оборудовании;
- инерционные нагрузки при движении, ветровые и сейсмические воздействия;
- реактивные усилия, которые передаются от опор, креплений, трубопроводов и т.д.;
- усталость при переменных нагрузках, коррозию, эрозию и т.д.;
- химические реакции из-за нестабильности перерабатываемых сред и технологического процесса;
- изменения механических свойств материалов в процессе эксплуатации.

Во избежание разрушения трубопровода под действием давления, он должен подвергаться технической диагностике, неразрушающему, разрушающему контролю, в том числе до выработки ими назначенного ресурса, в соответствии с требованиями, установленными в руководстве по эксплуатации, производственных инструкциях и иных распорядительных документах, принятых в эксплуатирующей организации.

Также необходима проверка исправности действия манометров и предохранительных клапанов в следующие сроки:

- для трубопроводов с $P_p \leq 1,4$ МПа - не реже одного раза в смену;
- для трубопроводов с $P_p = 1,4 - 4,0$ МПа – не реже одного раза в сутки;
- для трубопроводов с $P_p > 4$ МПа, – в сроки, установленные инструкцией, утвержденной техническим руководителем организации [*].

В случае аварии трубопровод должен быть остановлен и отключен действием защит или персоналом в случаях, предусмотренных инструкцией.

3. Пожарная и взрывная безопасность

Образование взрывоопасной среды обусловлено высокой концентрацией паров нефти в воздухе.

Границы концентраций горючих паров в воздухе при которых возможен взрыв называются нижним и верхним пределом распространения пламени

					Социальная ответственность	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

(НКПР и ВКПР). Другими словами, концентрация от НКПР до ВКПР называется диапазоном взрываемости. Для паров нефти диапазон взрываемости: НКПР – 42000 мг/м³; ВКПР – 195000 мг/м³ [*].

Основными причинами возникновения пожаров на территории разлива нефти являются:

- нарушение правил пожарной безопасности;
- повреждения проводки или электрических устройств;
- попадание молнии.

К необходимым средствам пожаротушения относятся первичные средства тушения пожаров. В состав первичных средств тушения пожаров должно входить следующее оборудование:

- Ящики с песком;
- Кошма 1х1 м², асбестовое полотно;
- Огнетушители;
- Водопроводная вода.

Асбестовое полотно и одеяло из кошмы применяют для тушения веществ и материалов, горение которых прекращается без доступа воздуха. Эти средства эффективны при пожаре, возникающем на гладкой поверхности и площади загорания меньше размера полотна или одеяла.

Песком тушат или собирают небольшие количества пролившихся ЛВЖ, ГЖ или твердых веществ, которые нельзя тушить водой.

Огнетушители - переносное или передвижное устройство, предназначенное для тушения очага пожара с ручным способом приведения в действие и управления струей огнетушащего вещества. По содержанию огнетушащего вещества и функциональному назначению огнетушители делятся на углекислотные, воздушно – пенные, порошковые и аэрозольные огнетушители.

4. Электробезопасность

Напряжение прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений [*]:

					Социальная ответственность	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- переменный (50 Гц) – U не более 2,0 В, I не более 0,3 мА;
- переменный (400 Гц) – U не более 3,0 В, I не более 0,4 мА;
- постоянный – U не более 8,0 В, I не более 1,0 мА.

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25 °С) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза [*].

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения. Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки.

Для защиты от поражения электрическим током необходимо использовать следующие СИЗ: диэлектрические перчатки и галоши, резиновые коврики, изолирующие подставки.

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, каски и очки [*].

5. Статическое электричество

Нефть и нефтепродукты являются хорошими диэлектриками и способны сохранять электрические заряды в течение длительного времени. Высокие диэлектрические свойства нефтепродуктов способствуют накоплению на их поверхности зарядов статического электричества.

Если изолированные металлические емкости или трубопроводы примут высокие потенциалы относительно земли, то между ними и заземленными предметами возникнет искровой разряд, который может вызвать загорание или взрыв нефтепродуктов и нефти.

Для снижения интенсивности накапливания электрических зарядов нефтепродукты должны закачиваться в емкости, цистерны и резервуары без разбрызгивания, распыления или бурного перемешивания. Для обеспечения стекания возникшего электростатического заряда все металлические части аппаратуры, насосов и трубопроводных коммуникаций должны быть

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

заземлены, а также должен осуществляться постоянный электрический контакт тела человека с заземлителем.

Средства защиты от статического электричества должны соответствовать ГОСТ 12.4.124 [*].

6.2 Экологическая безопасность

При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством. Влияние МН на экологию приведены в таблице 6.2.1

Таблица 6.2.1 – Влияние МН на экологию [*].

Объект	Влияние на геосферу	Способы борьбы
Атмосфера	Легкие нефтепродукты в разлагаются и испаряются еще на поверхности почвы, легко смываются водными потоками, испаряясь, из почвы удаляется 20 - 40 % легких фракций нефти. Летучие углеводороды, входящих в состав нефти, окислы азота и ультрафиолетового излучения приводит к образованию смога.	Снижение температуры нефти и нефтепродуктов, улучшение герметизации емкостей, установки улавливающие пары углеводородов.
Литосфера	Эффект тяжелых фракций проявляется позже. Тяжелые фракции нефти малоподвижны и могут создавать устойчивый очаг загрязнения, очищение природной среды от них протекает с трудом. Тяжелые нефти, оказывают не только токсичное воздействие на организмы, но и значительно изменяют водно-физические свойства почв за счет цементации порового почвенного пространства. Попадание парафиновой нефти в почву нарушает влагообмен почвы на долгий срок. Имея низкую температуру застывания, они прочно закупоривают поры и каналы почвы, по которым происходит обмен веществ между почвой и сопредельными средами.	Внесение минеральных удобрений, извести, рыхление почвы, для улучшения доступа кислорода и окисления нефти и нефтепродуктов.
Гидросфера	Нефть и нефтепродукты оказывают влияние на природные воды. Небольшого	Применение нефтесборщиков,

	количества нефти достаточно, чтобы резко ухудшилось качество воды. В воде нефтепродукты могут подвергаться одному из следующих процессов: ассимиляции водными организмами, эмульгированию, образованию нефтяных агрегатов, окислению, растворению и испарению.	сорбентов, боновых заграждений.
Биосфера	Нефть замедляет процесс роста растений, хлороз, некроз, нарушаются функции фотосинтеза и дыхания. Обволакивая корни растений, нефтепродукты снижают поступление влаги, что приводит к гибели растения. Вследствие этого происходит обеднение видового состава растительности, формирование ее специфических ассоциаций вдоль технических объектов, изменение нормального развития водных организмов... Изменяется состав почвенных обитателей, в водоемах обедняется видовой состав. в наземных экосистемах изменяется численность птиц и млекопитающих.	Технология биоремедиации в основе которой лежит использование специальных микроорганизмов на основе окисления углеводорода или биохимических препаратов.

В период нормальной эксплуатации МН негативного воздействия на окружающую среду не происходит, так как отсутствуют источники загрязнения. В связи с отсутствием негативного воздействия проведение постоянных наблюдений за окружающей средой не требуется.

При обнаружении увеличения содержания нефтепродуктов в поверхностных водах при проведении производственного эколого-аналитического контроля (ПЭАК) воды в реке заказчик обязан провести мониторинг подземных вод.

Оценка состояния земель выполняется визуально при осмотре участка МН обходчиками. В случае обнаружения высокого уровня загрязнения почв разрабатываются мероприятия по их рекультивации.

Для своевременного обнаружения утечек производится измерение количества нефти в начале и в конце контролируемого участка трубопровода.

Проектной документацией предлагается проведение экологического мониторинга до начала, во время и после завершения ремонтных работ.

Мониторинг земель при выполнении ремонтных работ на нефтепродуктопроводе осуществляется локальными силами:

- за границами изъятия земель в краткосрочную аренду;
- за состоянием земель стоянок техники и мест временного размещения отходов;

Оценка состояния земель выполняется путем сравнения фактических показателей с исходными и проектными. Объектами контроля за загрязнением почвы отходами являются ремонтные площадки.

Мониторинг загрязнения атмосферы в период ремонта дефектных секций МН проводить не требуется, так как негативного воздействия на воздух ближайшего населенного пункта не произойдет.

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Основные причины возникновения чрезвычайных ситуаций на трассе нефтепровода - это взрыв, пожар и разлив нефтепродуктов.

Наиболее опасной и частой чрезвычайной ситуацией на нефтепроводе является нарушение его целостности, возникновение утечек в больших объемах. Вышедшая наружу нефть с нефтепровода наносит непоправимый ущерб экологии района, и создает дополнительную опасность возникновения другой чрезвычайной ситуации, например, пожара.

При возникновении аварии на нефтепроводе работники обязаны остановить все производственные процессы обеспечить все необходимые мероприятия для снижения последствий аварии.

Для предотвращения ЧС работы должны вестись в строгом порядке, в соответствии с нормативной документацией, с использованием сертифицированного оборудования и инструментов.

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

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

Продолжительность ежедневной работы для работников, занятых на работах с вредными или опасными условиями труда, где установлена сокращенная продолжительность рабочего времени, максимально допустимая продолжительность ежедневной работы не может превышать 8 часов при 36-часовой рабочей неделе и 6 часов при 30-часовой рабочей неделе.

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте в соответствии с Трудовым Кодексом РФ для принятия локальных нормативных актов и доводится до сведения работников.

Каждый день отдыха, в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте, оплачивается в размере дневной тарифной ставки, если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором.

Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, могут суммироваться с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха.

Работникам работодателей, не относящихся к бюджетной сфере, надбавка за вахтовый метод работы выплачивается в размере, установленным коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором.

2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

При компоновке рабочей зоны должно быть организовано проведение проверок, контроля условий безопасности труда.

При обнаружении нарушений норм и правил охраны труда работники должны принять меры к их устранению, а в случае невозможности этого прекратить работы и информировать должностное лицо.

В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников ответственные лица обязаны прекратить работы и принять меры по устранению

					Социальная ответственность	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место [*].

Инструктажи по технике проводят инженер по охране труда или лицо, исполняющее его обязанности. Необходимо проведение регулярных практических занятий для приобретения устойчивых навыков использования необходимых технических средств, СИЗ, приспособлений и соблюдения необходимых мер безопасности в период проведения учебных мероприятий.

Лица, виновные в нарушении настоящих правил, несут ответственность (дисциплинарную, административную или иную) в порядке, установленном действующим законодательством [*]

Вывод

Таким образом, работы связанные с ремонтом трубопровода в условиях болот является довольно опасным мероприятием, в котором используется большое количество сложной в эксплуатации техники. При выполнении работ, следует соблюдать все правила до одного, т.к. на кону стоит безопасность коллектива и окружающей среды.

Для обеспечения безопасности следует своевременно проводить проверки на исправность оборудования, состояние здоровья работников и следовать строгому порядку действий, прописанному в нормативной документации.

					Социальная ответственность	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В этой выпускной квалификационной работе я показал возможность применения метода замораживания грунта для обеспечения устойчивости грунта и защиты от проникновения воды при строительстве ремонтного котлована для проведения ремонтных работ магистрального нефтепровода в условиях болот и обводненной местности.

Также я ознакомился с нормативно-технической документацией по эксплуатации нефтепроводов, сооружению и строительству.

Мною был проведен анализ методов повышения устойчивости грунта при ремонтных работах. Основным был выбран метод повышения устойчивости грунта при строительстве туннелей и шахт. Есть три основных способа: химическое закрепление грунтов (силикатизация), искусственное замораживание грунтов, также укрепление грунтов способом цементации. Из трех вышесказанных методов я выделил и показал эффективность метода искусственного низкотемпературного замораживания грунта с применением жидкого азота.

Такой метод еще не применяется в ремонтно-восстановительных работах нефтепровода, но он может стать новым способом в нефтяной промышленности. Кроме того, метод при сочетании с отводом воды может быть эффективной альтернативой применению шпунтов и РГК. Также его можно применять при строительстве временных амбаров на болотах, которые бывают достаточно трудны.

					<i>Применение метода искусственного замораживания грунта при проведении ремонтно-восстановительных работ на подземных трубопроводах в условиях болот.</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Москвин И.А.			<i>Заключение</i>		
Руковод.		Саруев А.Л.					
Консультант							
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
						<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
							<i>Листов</i>
							117 120
						НИТПУ, ИШПР, группа 255А	

Список источников и литературы

1. РД 39-30-499-80. Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов.
2. РД 39-110-91. Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.
3. РД 39-00147105-006-97. Инструкция по рекультивации земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонтах магистральных нефтепроводов.
4. РД 153-39.4Р-130-2002*. Регламент по вырезке и врезке «катушек».
5. СНиП 2.05.06-85* (2000). Магистральные трубопроводы.
6. СНиП III-42-80* (2000). Магистральные трубопроводы.
7. Каталог технических средств для аварийно-восстановительных работ на магистральных нефтепроводах. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1983.
8. Болота Западной Сибири, их строение и гидрологический режим / Под. ред. К.Е. Иванова, С.М. Новикова. – Л.: Гидрометеиздат, 1976. – 446 с.
9. Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г., Векштейн М.Г., Гумеров Р.С., Азметов Х.А. Капитальный ремонт подземных нефтепроводов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. – 525 с.: ил. ISBN 5-8365-0013-4.
10. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С., Векштейн М.Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / Под ред. А.Г. Гумерова. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1998. – 271 с.
11. Дорман Я.А. Искусственное замораживание грунтов при строительстве метрополитенов. М.: Транспорт, 1971. – 272 с.
12. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф.. Безопасность жизнедеятельности: Метод указания. Томск. – Изд. ТПУ, 2002. – 35 с.

					<i>Применение метода искусственного замораживания грунта при проведении ремонтно-восстановительных работ на подземных трубопроводах в условиях болот.</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Москвин И.А.			<i>Список источников и литературы</i>	Лит.	Лист
Руковод.		Гаруев А.Л.					Листов
Консультант							118
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					120
						НИТПУ, ИШПР, группа 2Б5А	

13. Логинов Н.Е., Хорошев П.И.. Торфяные ресурсы Западно-Сибирской равнины. – Л.:Геолторфразведка, 1972. –197 с.
14. Трупак Н. Г., Замораживание горных пород при проходке стволов, М., 1954.
15. Трупак Н. Г., Замораживание грунтов в строительстве, М. 1970.
16. Twirpx.com – интернет-ресурс.
17. Н.В. Крепша. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 53 с.
18. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность».
- 19.ГОСТ 12.0.003.-74 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
20. ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности».
21. СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты».
- 22.Российская Федерация. Федеральный закон. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности, от 22 июля 2008 года N 123-ФЗ.З.А.
- 23.Федеральный закон от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».
24. Федеральный закон РФ от 27.12.2002 № 184-ФЗ (ред. от 01.12.2007) «О техническом регулировании» // Российская газета. № 24. 2007.
25. РД 39-109-91 «Положение о системе технического обслуживания и ремонта узлов учета нефти и поверочных установок».
- 26.ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».
- 27.Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий: СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 от 08.04.2003 г.
- 28.ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Взамен ГОСТ 12.1.005-76; Введ. 1989-01-01. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 49 с.

					Список источников и литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

- 29.ГОСТ 12.1.008-76. Биологическая безопасность. Общие требования. – Введ. 1977.01.01. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 2 с. ГОСТ 12.2.003-91.
- 30.Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – Взамен ГОСТ 12.2.003-74; Введ. 1992.01.01. – М.: Издательство стандартов, 1991. – 11 с.
- 31.ГОСТ 12.4.124. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования. – Введ. 1984.01.01. – М.: Издательство стандартов, 2003. – 8 с.
- 32.Трудовой кодекс Российской Федерации (с изменениями на 3 июля 2016 года). Лисин Ю. В., Сощенко А. Е. Технологии магистрального нефтепроводного транспорта России. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2013 г., с. 40-45, 160-180.
- 33.ГОСТ 12.4.124. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования. – Введ. 1984.01.01. – М.: Издательство стандартов, 2003. – 8 с.
34. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. – Введ. 1982-07-01. – М.: Издательство стандартов, 2001. – 31 с.
35. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – Введ. 2011.01.01. – М.: Стандартинформ, 2010. – 32 с.
- 36.ГОСТ 12.1.003-2014. Шум. Общие требования безопасности. – Взамен ГОСТ 12.1.003-83, ГОСТ 12.1.023-80; Введ. 2015-11-01. – М.: Стандартинформ, 2015. – 28 с.

					Список источников и литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		120