

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Обеспечение выполнения аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот с применением технологий замораживания грунта</b>

УДК 622.692.4-049.32(252.6)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Казанцев Максим Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Крец Виктор Георгиевич	к.т.н		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

## Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК-17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)    (Дата)    (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ

#### на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6А	Казанцеву Максиму Александровичу

Тема работы:

Обеспечение выполнения аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот с применением технологий замораживания грунта	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	19.03.2020 г. № 79-13/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Методы обеспечения устойчивости почв в условиях водно-болотных угодий с помощью замораживания для проведения аварийно-восстановительных работ Методика ремонта нефтепроводов в условиях болот; Методы сооружения ремонтного котлована с применением герметичных камер.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Введение; Определение объекта исследования; Характеристика и задачи; Основные виды работ; Особенности ремонта нефтепроводов в условиях болот; Способы закрепления грунтов; Расчетная часть; Социальная ответственность;

	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; Заключение и выводы по работе; Список используемых источников.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Проведение аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот	Доцент, Крец Виктор Георгиевич
Методы повышения устойчивости грунта	
Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов	
Расчетная часть	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</b>	
Проведение аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот	
Методы повышения устойчивости грунта	
Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов	
Расчетная часть	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	
Социальная ответственность	
<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	17.12.2019

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Крец Виктор Георгиевич	к.т.н		17.12.2019

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Казанцев Максим Александрович		17.12.19

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6А	Казанцеву Максиму Александровичу

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	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	Мероприятие по расчету работ, связанных с затратами на замораживающие колонки и расчетом стоимости жидкого азота
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Единые нормы и расценки на расходы на замораживающие колонки Стоимость жидкого азота (хладагента)

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка потенциального применения технологии замораживания грунта
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Анализ технологической и экономической эффективности технологии замораживания грунта

### Перечень графического материала:

1. Структура затрат.
----------------------

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	31.01.2020
---	------------

### Задание выдал консультант:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		31.01.2020

### Задание принял к исполнению студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б6А	Казанцев Максим Александрович		31.01.2020

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6А	Казанцеву Максиму Александровичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

<b>Обеспечение выполнения аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот с применением технологий замораживания грунта</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: технологии замораживания грунтов</p> <p>Область применения: нефтепровод, расположенный в болотистой местности</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. повышенный уровень шума и вибрации;</li> <li>2. недостаточная освещенность рабочей зоны.</li> <li>3. отклонение показателей климата на открытом воздухе;</li> <li>4. запыленность и загазованность рабочей зоны</li> </ol> <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные);</li> <li>2. электрическая дуга и искры при сварке;</li> <li>3. попадание жидкого азота в организм</li> <li>4. поражение электрическим током;</li> </ol>

<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Атмосфера: загрязнение атмосферного воздуха летучими углеводородами. Гидросфера: загрязнение водных ресурсов нефтепродуктами. Литосфера: загрязнение почвы нефтепродуктами, .
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возможные ЧС: разгерметизация трубопровода, возникновение пожара, транспортные аварии Наиболее типичная ЧС: разгерметизация трубопровода.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	28.04.2020
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		28.04.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6А	Казанцев Максим Александрович		28.04.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: бакалавриат

Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	26.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.03.2020	Введение	10
20.03.2020	Проведение аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот	10
28.03.2020	Методы повышения устойчивости грунта	20
04.04.2020	Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов	10
25.04.2020	Расчетная часть	20
11.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
18.05.2020	Социальная ответственность	10
10.06.2020	Оформление работы	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Крец Виктор Георгиевич	к.т.н		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник Олег Владимирович	к.п.н		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа включает в себя 110 страниц, 32 рисунков, 35 таблиц, 32 источников, графический материал разработан в виде презентации в PowerPoint.

Ключевые слова: замораживание, жидкий азот, болото, ремонт, котлован, магистральный нефтепровод, обеспечение стабильности грунта.

Объект исследования: методы обеспечения устойчивости грунта в условиях водно-болотных угодий для проведения ремонтных работ.

Цель работы - анализ методов повышения устойчивости грунта в болотных условиях во время проведения аварийно-восстановительных работ, выбор метода закрепления грунта и его обоснование.

В ходе работы были изучены технологии искусственного замораживания грунта для ремонта участков трубопровода в болотистой местности, их преимущества и недостатки. Также были рассмотрены техника и оборудование, необходимые для проведения аварийно-восстановительных работ.

В результате данной работы была выбрана технология для выполнения аварийно-восстановительных работ в болотистой местности, которая обеспечивает повышение несущей способности грунта, рассмотрены ее достоинства и недостатки.

					Обеспечение выполнения аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот с применением технологий замораживания грунта			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Казанцев М.А.			Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					9	110
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

## Abstract

Graduate qualification work contains 110 pages, 32 pictures, 35 tables, 32 source of graphic material is designed as a Microsoft PowerPoint presentation.

Keywords: freezing, liquid nitrogen, swamp, repair, foundation pit, oil trunk pipeline, ensuring soil stability

The object of the research is the methods of providing soil stability under the conditions of wetlands for the repair work.

The purpose of the work is the analysis of methods for improving soil stability in marsh conditions during emergency recovery operations, the choice of soil fixing method and its justification.

In the course of work, the technologies of artificial freezing of the soil for the repair of pipeline sections in marshy areas, their advantages and disadvantages were studied. They also examined the machinery and equipment necessary for emergency recovery work

As a result of this work, a technology was chosen to perform emergency recovery work in a swampy area, which provides an increase in the bearing capacity of the soil, its advantages and disadvantages are considered.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обеспечение выполнения аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот с применением технологий замораживания грунта		
Разраб.		Казанцев М.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.				10	110
Консульт.					ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

### Нормативные ссылки:

- ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».
- СНиП III-42-80\* (2000). Магистральные трубопроводы.
- СНиП 2.05.06-85\* (2000). Магистральные трубопроводы.
- СП 36.13330.2012. Свод правил «Магистральные трубопроводы». Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*. – Введ. 2013-07-01.
- РД 153-39.4-114-01 «Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах»; – Введ. 2002-02-20. – М.: Госгортехнадзор, 2001.
- РД 39-110-91 Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.
- РД 153-39.4Р-130-2002\* Регламент по вырезке и врезке "катушек".
- РД-13.020.00-КТН-020-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Ликвидация аварий и инцидентов. Организация и проведение работ». Введ. 2014-03-11. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 1997.
- РД 13.100.00-КТН-225-06 «Система организации работ по охране труда на нефтепроводном транспорте». – Введ. 09.06.2006 г. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2000.
- РД-23.040.00-КТН-073-15. Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры. подключение участков магистральных трубопроводов.
- РД 39-30-499-80 Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов.

					Обеспечение выполнения аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот с применением технологий замораживания грунта			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Казанцев М.А.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					11	110
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

## Термины и определения

**Болото:** Участок ландшафта, характеризующийся избыточным увлажнением, повышенной кислотностью и низкой плодородностью почвы, выходом на поверхность стоячих или проточных грунтовых вод, но без постоянного слоя воды на поверхности.

**Грунт:** Многокомпонентные, минеральная или минерально-органическая динамичные системы, которая включает крупные, жидкие и газообразные компоненты, изучаемые в связи с инженерно-хозяйственной деятельностью человека.

**Магистральный нефтепровод:** Инженерное сооружение, состоящее из подземных, подводных, наземных и надземных трубопроводов и связанных с ними насосных станций, хранилищ нефти и других технологических объектов, обеспечивающих транспортировку, приемку, сдачу нефти потребителям или перевалку на другой вид транспорта.

**Ремонтный котлован:** Место производства ремонтных работ при замене «катушек», подготовленное на вскрытом участке трубопровода.

**Вырезка:** Метод ремонта, заключающийся в удалении из трубопровода секции или участка секции с дефектом и замене катушкой.

**Катушка:** Отрезок трубы, подготавливаемый для вварки в трубопровод, длиной не менее одного диаметра, изготовленный из трубы того же диаметра, номинальной толщины стенки и аналогичного класса прочности, а также имеющий торцы, обработанные механическим способом или путем газовой резки с последующей обработкой металлорежущим инструментом.

**Несущая способность грунта:** это нагрузка, действующая на единицу его объема и не приводящая к деформации основания

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

## Сокращения

РГК - ремонтная герметичная камера

МДП – мобильные дорожные покрытия.

ПДК – предельно допустимая концентрация.

АВР – аварийно-восстановительные работы.

ГСМ – горюче-смазочные материалы

СИЗ – средства индивидуальной защиты.

СНиП – Строительные нормы и правила.

ФОТ – фонд оплаты труда.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

## Оглавление

Введение.....	16
Обзор литературы.....	18
1. Проведение аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот .....	20
1.1 Причины аварийных ситуаций на нефтепроводах, проложенных в условиях болот .....	20
1.2 Особенности ремонта нефтепроводов в условиях болот .....	21
1.3 Доставка ремонтных средств персонала к месту аварии .....	24
1.4 Методы сооружения ремонтного котлована .....	27
1.5 Укрепление стенок ремонтного котлована .....	30
1.6 Сооружение ремонтного котлована с применением герметичных камер	34
2. Методы повышения устойчивости грунта .....	41
2.1 Укрепление грунтов способом цементации.....	41
2.2 Химическое закрепление грунтов.....	44
2.3 Битумизация. Глинизация грунтов .....	45
2.4 Искусственное замораживание грунтов.....	45
2.4.1 Замораживание грунтов рассольным способом.....	46
2.4.2 Низкотемпературное замораживание с использованием жидкого азота	49
3 Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов.....	52
3.1 Технологии замораживания грунтов для ремонтного котлована .....	53
3.2. Схема замораживания котлована при уровне водоупора на дне котлована или выше него.....	56
3.3. Схема замораживания котлована при уровне водоупора ниже дна котлована.....	61
3.4. Схема замораживания котлована при наклонной установке колонок .....	67
4 Расчетная часть.....	71
4.1. Расчет трубопроводов различного диаметра против всплытия .....	71

					Обеспечение выполнения аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот с применением технологий замораживания грунта			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Казанцев М.А.			Оглавление	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					14	110
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

4.1.1. Расчет толщины стенки .....	71
4.1.2 Расчет геометрических параметров трубы .....	77
4.1.3 Расчет параметров балластировки.....	78
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	85
5.1 Техничко-экономические показатели АКДС – 70М .....	86
5.2 Расчет материальных затрат .....	87
5.3 Расчет заработной платы.....	89
5.4 Расчет затрат на специальное оборудование .....	90
5.5 Расчет общих затрат на проведение работ .....	91
Заключение .....	93
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	94
6.1.1 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны. ....	95
6.2 Производственная безопасность.....	96
6.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия .....	97
6.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия .....	100
6.3 Экологическая безопасность.....	102
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	104
Вывод.....	104
Заключение .....	106
Список использованных источников .....	108

## Введение

Основной объем нефти в России добывается в северных регионах, большая часть территории которых покрыта болотами. Прокладка трубопроводов в таких условиях требует значительных усилий. Низкая несущая способность грунта и его неоднородность по протяженности усложняют процесс эксплуатации и обслуживания объектов транспорта нефти. Неоднородность грунта проявляется в значительных изменениях его физических и механических свойств в зависимости от внешних условий.

Для проведения аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе необходимо соорудить ремонтный котлован, который на болотах I и II типа требует дополнительного укрепления стенок котлована. В некоторых случаях укрепление производится совместно с отводом воды, который осуществляется через дренажные системы.

Укрепление стенок производится с помощью шпунтового ограждения из различных материалов (металл, дерево, профилированная сталь), сваями и другими конструкциями.

Для обеспечения ремонтных работ при затрудненном отводе воды и болотной массы временно герметизируется область нефтепровода, на которой осуществляется ремонт. Для этого на трубопровод устанавливается ремонтная герметичная камера (РГК). Для ее установки требуется значительное время, так как она подразумевает большое количество операций. Кроме того, данная технология требует вовлечения специальной техники и высокой квалификации лиц, осуществляющих работу, и все это – в затрудненных природных условиях.

					Обеспечение выполнения аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот с применением технологий замораживания грунта			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Казанцев М.А.			Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					16	110
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

В ходе работы были рассмотрены различные технологии укрепления грунта при сооружении ремонтного котлована, позволяющие сократить время работ и повысить качество их исполнения. Были изучены методы замораживания грунта и проведен их сравнительный анализ.

Целью данной работы является проанализировать методы повышения устойчивости грунта в болотистых условиях во время проведения аварийно-восстановительных работ, выбор метода закрепления грунта и его обоснование.

Основные задачи работы:

- Изучить технологию и приборы для ремонта на участках трубопровода в болотистой местности;
- Рассмотреть возможность использования метода замораживания грунта;
- Провести анализ литературных источников по способам закрепления грунтов;
- Ознакомиться с достоинствами искусственного замораживания грунтов с применением жидкого азота.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

## 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 Трупак 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, противодиффузионных завес, плотин, доков, подземных хранилищ, сооружений, препятствующих оползням.

					Обеспечение выполнения аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот с применением технологий замораживания грунта			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Казанцев М.А.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					18	110
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

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

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
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

# 1. Проведение аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот

## 1.1 Причины аварийных ситуаций на нефтепроводах, проложенных в условиях болот

Существует ряд причин создающие аварийные случаи на трубопроводе [1,2]:

- разгерметизация трубопроводов;
- наружная и внутренняя коррозия;
- остаточные напряжения в материале трубопроводов в сочетании с напряжениями, возникающими при монтаже и ремонте;
- механические повреждения при производстве работ в охранной зоне трубопроводов;
- разрушения под воздействием температурных деформаций;
- ошибки эксплуатационного персонала;
- гидравлические удары;
- воздействие третьих лиц;
- усталость металла;
- заводской брак;
- подвижность грунта;

Коррозия металла в большинстве случаев является основополагающим фактором в разрушении целостности трубопровода.

подавляющее большинство аварий происходит из-за коррозии металла (до 80%), при этом в основном коррозия имеет электрохимический характер, хотя и бывают сквозные локальные коррозионные повреждения свищи, в основном вызванные действием блуждающих токов.

					Обеспечение выполнения аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот с применением технологий замораживания грунта			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Казанцев М.А.			Проведение аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					20	110
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Более 7% случаев аварийного разрушения трубопроводов происходит из-за внутренней коррозии труб, вызванные в наличие нефти следов воды. Существенное влияние на рост аварий на трубопроводах оказывает характер местности. Выделяют следующие основные типы местности, по-разному оказывающие влияние на нефтепроводы: заболоченная местность, болото, низина, территория куста, грунт, траншея, дорога, берег водоема и подводные переходы [3].

На Западной Сибири в 60% - случаев аварии на трубопроводах, проложенных на болотах и 27% - на заболоченной местности, что объясняется повышенной коррозионной активностью почв, из-за большой степени обводненности и агрессивности среды (повышенная кислотность). В 6% - при водных переходах, вследствие коррозии металла труб под действием солей и кислот, растворенных в воде.

Особенно большую опасность предоставляют трубопроводы в местах перехода через искусственные и естественные препятствия (железнодорожные и автомобильные дороги, реки, озера, водоемы).

## 1.2 Особенности ремонта нефтепроводов в условиях болот

Аварийно-восстановительные работы на нефтепроводе в болотистой местности имеют сложный процесс выполнения, так как болотный грунт имеет низкую несущую способность. Сложность грунтово-геологических условий требует большего времени аварийно-восстановительным службам на подготовительные работы. Сооружение дополнительных подъездных путей и ремонтных площадок.

Учитывая, что в настоящее время нефтяные месторождения Севера европейской части нашей страны и Сибири имеют в эксплуатации нефтепроводы, которые располагаются на обширной болотистой местности.

На данный момент имеется огромное количество разнообразных классификаций болот.

					Проведение аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Согласно СНиП 111-42 - 80 «Правила производства и приемки работ. Магистральные трубопроводы» [4] по способу передвижения строительной техники по ним болота разделяются на три типа:

- I тип - болота, заполненные целиком торфом, которые допускают работу и многократное перемещение болотоходной техники с удельным давлением от 0,02 до 0,03 МПа или работу обычной техники с использованием сланей, щитов или дорог, которые обеспечивают уменьшение на поверхности залежи удельного давления до величины 0,02 МПа;
- II тип - болота, заполненные целиком торфом, допускающие работу и передвижение строительной техники только по сланям, щитам или дорогам, которые обеспечивают уменьшение на поверхности залежи удельного давления до величины 0,01 МПа;
- III тип - болота, заполненные растекающимся торфом и водой с плавающей торфяной коркой, которые допускают работу обычной техники только с плавающих средств или специальной техники на понтонах.

На всей протяженности трассы магистрального нефтепровода встречаются болота всех типов, поэтому при подготовке ремонтных работ необходимо выбрать ту транспортную технику, которая имеет высокую проходимость, а также соорудить специальные подъездные пути к аварийному участку.

Особенностью проведения аварийно-восстановительных в болотистой местности является то, что обводненные грунты, имеющие низкую несущую способность, не позволяют качественно соорудить ремонтные котлованы из-за обрушения стенок котлованы и попадания грунтовых и поверхностных вод во внутрь котлована. В болотистых участках уклон профиля трубопровода практически отсутствует, поэтому нефть, вытекающая из поврежденного участка, распространяется на значительные расстояния. Такая специфичная местность затрудняет подъезд к аварийному участку поскольку отсутствия уклона не дает возможности отвода нефти в нижележащие участки.

					Проведение аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Особенности, которые следует учитывать при ремонте нефтепровода в условиях болот [5,6,7]:

- обводненность грунта грунтовыми и поверхностными водами;
- ухудшение несущей способности поверхности грунта при неоднократном прохождении техники;
- большая продолжительность подготовительного периода аварийно-восстановительных работ, обусловленная значительными объемами вытекающей нефти, загрязнением обширных пространств нефтью и затруднением доступа к месту повреждения;
- невозможность создания котлована для сбора нефти и ремонтного котлована обычными способами по причине неустойчивости грунтов;
- необходимость использования в больших количествах стройматериалов для настила на поверхности болота;
- ограниченные возможности по маневрированию техники в районе аварии из-за залесенности болотистых участков трубопроводов;
- большая трудоемкость доставки технических средств в район ремонтных работ

Подготовительные работы по ремонту нефтепровода в условиях болот являются наиболее трудоемкими, чем сами работы поэтому, разработан комплекс технических средств для ремонта трубопровода, проложенного в условиях болот [8]. Он включает:

- сооружение ремонтных площадок и подъездных путей;
- создание вокруг участка нефтепровода ремонтного котлована;
- проведение вскрышных земляных работ;
- откачка из аварийного участка трубопровода нефти и закачка в отремонтированный нефтепровод собранной нефти;
- безогневая резка труб;
- замена дефектного участка без опорожнения трубопровода.

					Проведение аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Главной целью комплекса технических средств является уменьшение времени на устранение аварии.

### 1.3 Доставка ремонтных средств персонала к месту аварии

Доставка осуществляется наземным гусеничным или колесным транспортом.

В связи с труднопроходимостью болотистых участков наземным транспортом возможны воздушные и водные средства передвижения, применение которых обговаривается заранее [9].



Рисунок 1.3.1 - Снегоболотоход гусеничный.



Рисунок 1.3.2 - Снегоболотоход на цилиндрических колесах

					Проведение аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

Из-за низкой несущей способности обводненных грунтов в болотистой местности выполнение аварийно-восстановительных работ на участке нефтепровода требует необходимые пути подъезда транспортных средств

Для этого сооружаются:

- временные подъездные пути
- ремонтные площадки
- вспомогательные площадки



Рисунок 1.3.3 - Временные подъездные пути



Рисунок 1.3.4 - Организация ремонтных работ

					Проведение аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

При выборе временных покрытий для подъезда к ремонтному участку следует учитывать тип болота и характеристики покрытий в соответствии с (таблицей 1.3.1):

- лежни
- деревогрунтовые покрытия;
- сборно-разборные дорожные покрытия.

Таблица 1.3.1 – Технические характеристики временных покрытий

№ п/п	Покрытие	Размеры покрытия, мм			Масса, кг	Материал	Примечание
		Длина	Ширина	Высота			
1	СРДП (секция)	6080	2400	780	2700	Дерево, металл	Выдерживаемый вес, т: - автотехника – 22; - гусеничная – 42.
2	Слани	4700	2100	219	1000	Металл	Выдерживаемый вес гусеничной техникой – 42 т.
3	МДП	6000	От 2000 до 2300	От 40 до 120	Не более 1000	Полимерные композитные материалы	Выдерживаемый вес, т: - автотехника – 40; - гусеничная – 65.
4	Лежни (сегмент)	6000	2500	От 30 до 60	-	Настроенная древесина лиственных и хвойных пород	Состоит из бревен диаметром, мм: - от 18 до 25; Увязаны проволокой-катанкой диаметром, мм: - от 5 до 6.

Ремонтные площадки, установленные на болотах должны соответствовать размерам технических средств (грузоподъемная и землеройная техника), для маневрирования по аварийному участку [2].

Планирование и подготовка мероприятий по установке ремонтной площадки:

- ограждение аварийного участка;

- определение размеров площадки;
- планирование площадки.

Сооружение рабочей площадки и подъездных путей к поврежденному участку нефтепровода должны соответствовать требованиям по охране труда и пожарной безопасности, которые необходимы для выполнения безопасного проведения ремонтных работ.

Также, уже обустроенная рабочая площадка должна учитывать:

- возможность размещения строительной, специальной техники и грузоподъемных механизмов;
- место для выгрузки и размещения необходимых материалов и технических средств, а также средств пожаротушения
- возможность выполнения комплекса работ и перемещения различной техники.

Для создания необходимых условий АВР также сооружают дополнительные площадки для:

- обслуживания аварийной техники;
- противопожарной техники и средств пожаротушения;
- размещения жилого комплекса.

Вспомогательные площадки следует устанавливать на открытой местности и с небольшим уклоном для водоотвода и отвода болотных масс. Для обеспечения безопасных условий и их эксплуатации следует выбирать расстояние не менее 100 м от границ аварийного участка [10].

#### **1.4 Методы сооружения ремонтного котлована**

На болотах I типа ремонтный котлован сооружают одним из способов:

- Укрепление стенок котлована шпунтами и устройством дренажного отвода воды – комбинированный метод;
- При помощи одноковшового экскаватора;
- Использование одноковшового экскаватора на базе болотохода или обычным гусеничным экскаватором с перекидными сланями или щитами.

					Проведение аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Земляные работы на болотах этого типа осуществляются с помощью одноковшового экскаватора на базе болотохода или обычным гусеничным экскаватором с перекидными сланями или щитами, либо с отсыпанного грунта рабочей площадки.

На болотах II типа:

- комбинированным методом;
- с применением ремонтной камеры.

На болотах III типа:

- с применением ремонтной камеры;
- с отсыпкой рабочей площадки минеральным грунтом и применением комбинированного метода [10].

Земляные работы на болотах II и III типа осуществляются с помощью специального болотного экскаватора или обычного экскаватора на понтонах плавающих средствах (рис. 1.4.1, рис. 1.4.2)



Рисунок 1.4.1 – Работа экскаватора при помощи понтонов

					Проведение аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28



Рисунок 1.4.2 – Работа экскаватора при помощи плавающих средств

В случае сильного притока грунтовых вод необходимо устанавливать шпунтовое ограждение [9].

Погружение шпунтов может проводиться несколькими способами:

- забивкой механизированным способом с применением ручной электротрамбовки, вибропогружателя, вибромолотов и гидромолотов
- размывом болотной массы на месте погружения шпунтов до минерального грунта с применением гидромониторов, полировочных машин и других технических средств, которые обеспечивают подачу воды под давлением, с последующей добивкой шпунтов.

Необходимость в создании земляного обвалования из уплотненной глины служит для предотвращения перетоков болотных масс и воды с поверхности в котлован. Разрабатываемый ремонтный котлован должен иметь откос в соответствии с таблицей 1.4.1.

Таблица 1.4.1 – Крутизна откосов ремонтного котлована

№ п/п	Торф	Крутизна откосов траншеи, разрабатываемых на болотах типа		
		I	II	III
1	Слабо разложившийся	1 : 0,75	1 : 1	-
2	Хорошо разложившийся	1 : 1	1 : 1,25	По проектной документации

Отвал грунта, извлеченного из котлована, для предотвращения падения кусков грунта в котлован, должен находиться на расстоянии не менее 1 м от

края котлована. Валуны, камни и прочие негабаритные включения (более 2/3 ширины ковша экскаватора прямого копания) должны быть или разрушены, или удалены за пределы рабочей площадки [9].

Контроль за состоянием откосов и грунта на бровке котлована должен вестись постоянно. Данное требование должно быть внесено в ППР и указано в нарядах-допусках [11].

### **1.5 Укрепление стенок ремонтного котлована**

Статистические данные показывают, что длительность аварийно-восстановительных работ на магистральных нефтепроводах, которые проложены в переувлажненных и болотистых грунтах, где-то в 2 раза выше, а экономический ущерб в 3 раза больше, чем на трубопроводах такого же диаметра, но с прокладкой в устойчивых грунтах. Этот факт объясняется тем, что аварии на магистральных нефтепроводах, которые проложены в переувлажненных и болотистых грунтах, осложнены целым рядом специфических факторов, к которым относятся сложность вскрытия поврежденного участка трубопровода и последующее устройство ремонтного котлована.

Для вскрытия подобных участков необходимы специальные технические средства и специальные технологии.

Мощность торфяного горизонта большинства болот, по которым пролегают нефтепроводы, колеблется в пределах 0,5÷3,5 м. В подобных условиях осуществление ремонтно-восстановительных работ с обустройством ремонтного котлована с обычными технологиями не представляется возможным в период весенне-летний, а иногда и в течение всего года.

Поверхностные воды, перенасыщение торфа водой, способствуют разрушению стенок ремонтного котлована, а его заполнение болотными массами трудно поддается откачке. Главным фактором в разработке котлованов в специфических заболоченных участках является необходимость в укреплении его стенок.

					Проведение аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Укрепление стенок ремонтных котлованов и создание герметичности являются наиболее трудоемкими и длительными операциями. Иногда для укрепления стенок котлована используются деревянные сваи. После того, как уточнено место аварии производится разметка границ ремонтного котлована и разработка его экскаватором одноковшовым. После этого в два ряда по периметру ремонтного котлована выполняется забивка свай. Сваи забиваются вплотную друг к другу, между рядами расстояние составляет 15÷20 см [12]. После забивки между рядами свай подсыпается глина и утрамбовывается с помощью ручных трамбовок. Такой способ характеризуется низкой производительностью по причине применения ручного труда в большом объеме. К примеру, аварийно-восстановительная бригада из шести человек затрачивает на ограждение ремонтного котлована размером 6х6 м следующее время: 42÷44 ч - забивка ограждающих элементов, 40÷44 ч - подсыпка и утрамбовка глины.

Методы извлечения и погружения шпунтов, свай, применяемые в гражданском и промышленном строительстве невозможно применить для укрепления стенок котлована в случае ремонта нефтепровода, расположенного в болотных условиях.

Основной причиной является то, что стенки котлована иногда закрепляют с использованием деревянных шпунтов, которые имеют паз с одной стороны, а с другой стороны - выступ, соответствующий ему. В процессе забивки шпунтов выступ одного шпунта входит в соответствующий паз другого, другими словами создается плотная сплошная стенка. В качестве механизма ударного для забивки шпунтов пользуются импульсным пневмопробойником типа ИП 4603А, который называется "крот".

Недостатками установки являются те же, что и при забивке шпунтов металлических: искривление стенок, остановка погружения при встрече шпунта с остатками древесными, которых в болотной массе множество.

					Проведение аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Учитывая эти факторы было разработано устройство УП-1 (рис. 1.5.1), где забивка шпунтов производится при помощи гидроцилиндров. В таком случае, при встрече древесных остатков на своем пути, шпунт срезает их [13,14].

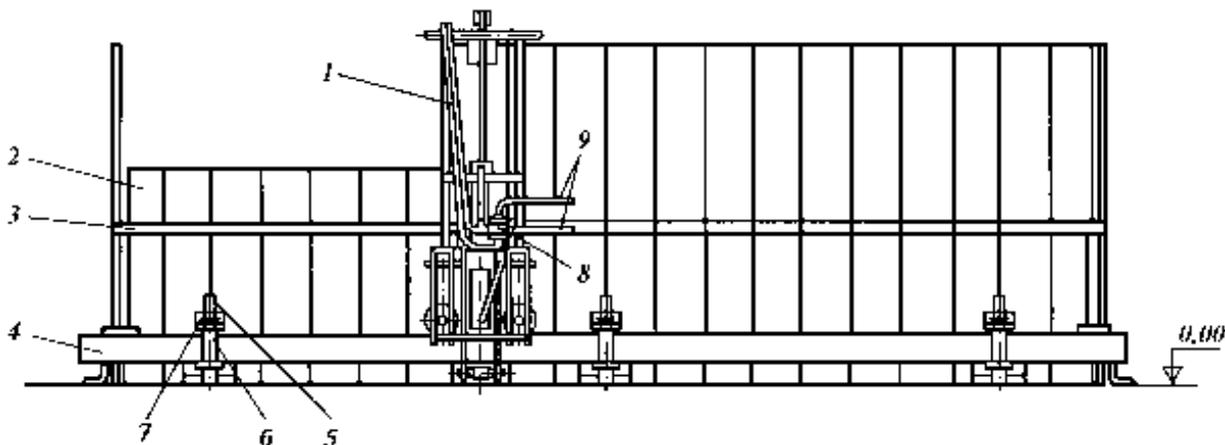


Рисунок 1.5.1 - Устройство для погружения шпунтов УП-1:

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

С той целью, чтобы не происходило отклонение стенки от вертикали, перед погружением шпунты на поверхности собираются в стенку по всем сторонам котлована (рис. 1.5.2).

Вдавливание шпунтов осуществляется при помощи механизма погружения 1, который последовательно вдавливают шпунт на глубину 800÷900 мм (ход поршня гидроциклона), обкатываясь по периметру котлована по раме. Пребывая в замковом соединении между собой, шпунты имеют строго вертикальное направление и сохраняют это направление до проектных отметок. Герметичность ограждения обеспечивают замки. Устройство для погружения шпунтов УП-1 позволяет проводить укрепление стенок котлована глубиной до трех метров на болотах I типа.

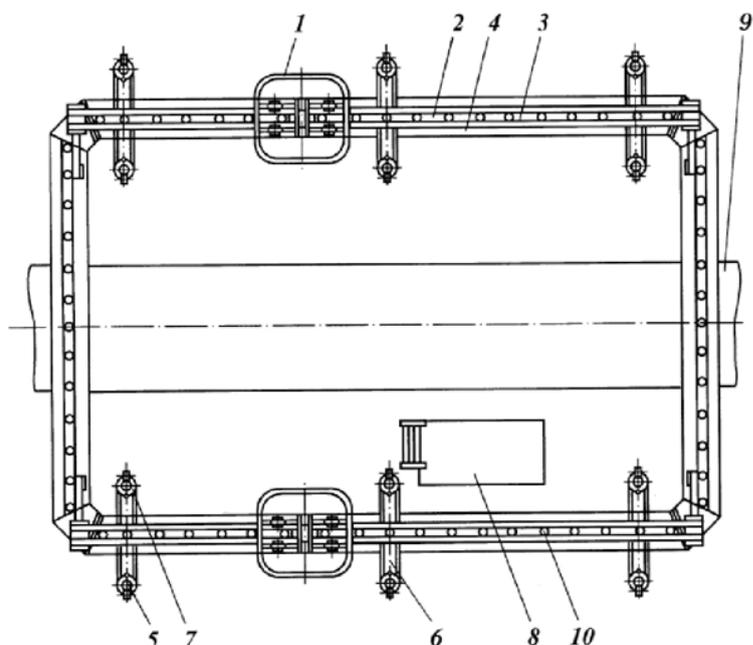


Рисунок 1.5.2 – Устройство для погружения шпунтов УП-1 (план): 1 – механизм погружения; 2 – шпунт; 3 – верхняя балка; 4 – рама; 5 – анкер; 6 – кронштейн; 7 – хомут; 8 – площадка; 9 – труба; 10 – соединение замковое

Техническая характеристика устройства УП-1 приведена в таблице 1.5.1.

Таблица 1.5.1 – Техническая характеристика УП-2

Наименование параметра	Значение
Диаметр трубопровода, мм	500÷1200
Размеры ограждаемого ремонтного котлована, м	6×4
Масса шпунта, кг	36
Усилие погружения максимальное, кН	80
Глубина погружения шпунта, м	3,6
Габаритные размеры шпунта, мм	2000×300×30
Гидроциклон, мм	
Ход поршня	850
Диаметр	80
Число механизмов погружения, шт	2
Несущая способность анкера, кН	20
Масса устройства (без учета шпунтов), кг	3000

Укрепить стенки котлована можно посредством ввода пенополиуретановой композиции в болотную массу (рисунок 1.5.3).

В зоне повреждения участка трубы 1 в болотную массу погружаются трубы вертикальные 2, которые подключаются к гребенке 3, по которой в трубы из емкости 4 под давлением подается композиция пенополиуретана. Происходит вытеснение болотной массы в зоне повреждения, жидкая фаза композиции через 10÷12 минут полимеризуется и увеличивается в объеме.

В образованном твердом массиве пенополиуретана разрабатывается котлован, к примеру, посредством вырезания отдельных блоков мотопилами с последующим удалением [5,12,16].

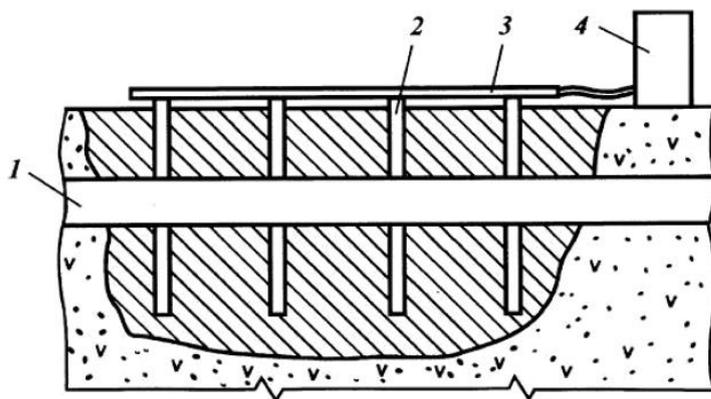


Рисунок 1.5.3 – Метод создания ремонтного котлована с использованием пенополиуретановой композиции:

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

## 1.6 Сооружение ремонтного котлована с применением герметичных камер

На болотах III типа отсутствует возможность соорудить ремонтный котлован при помощи шпунтовых ограждений из-за сильного переувлажненного грунта. Таким образом применяются разного типа конструкции герметичных камер, кессонов, сухих доков [5].

В институте ИПТЭР разработана ремонтная герметичная камера РГК, предназначение которой - создание котлована на трубопроводах диаметрами от 530 мм до 1220 мм, проложенных на болотах различных типов. Камера РГК (рисунки 1.6.1 и 1.6.2) является установкой с гидравлическим приводом,

					Проведение аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

которая при помощи крана монтируется на поврежденном участке трубопровода с образованием ремонтного котлована. [16,17]

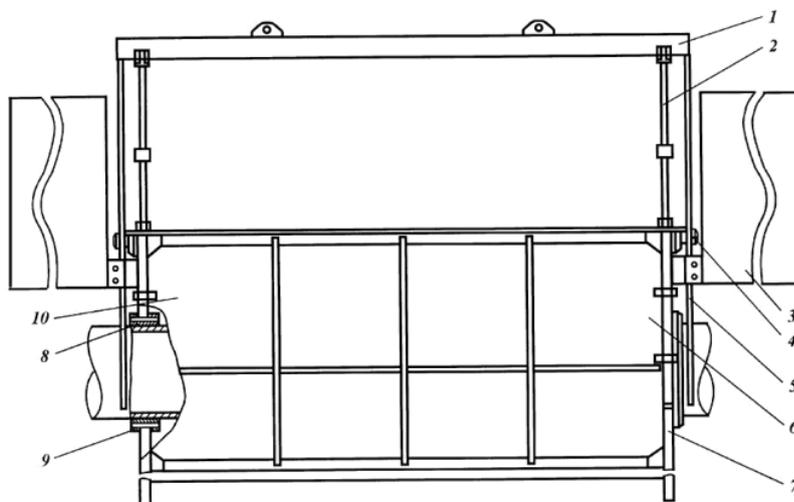


Рисунок 1.6.1 - Ремонтная герметичная камера:

1 - подвеска; 2 - гидроцилиндр; 3 - груз; 4 - шарнир; 5 – штанга направляющая; 6 – левая челюсть; 7 – анкерная стойка; 8 – штанга маслобензостойкая; 9 - узел герметизации; 10 – правая челюсть

В состав корпуса камеры входят две шарнирно-соединенные челюсти, смыкающиеся при помощи гидроцилиндров, обхватывая трубу торцевыми частями и образуя открытую сверху герметичную полость. В случае необходимости производится наращивание бортов камеры с помощью одной или двух приставок. Камера оборудована стойками анкерными, которые закрепляются в грунт и придают камере устойчивость относительно нефтепровода, а также создают противодействие выталкивающей силе, которая создается находящейся за пределами камеры жидкостью. Посредством коллекторов с прямыми достигается полная откачка из внутренней полости камеры водной смеси.

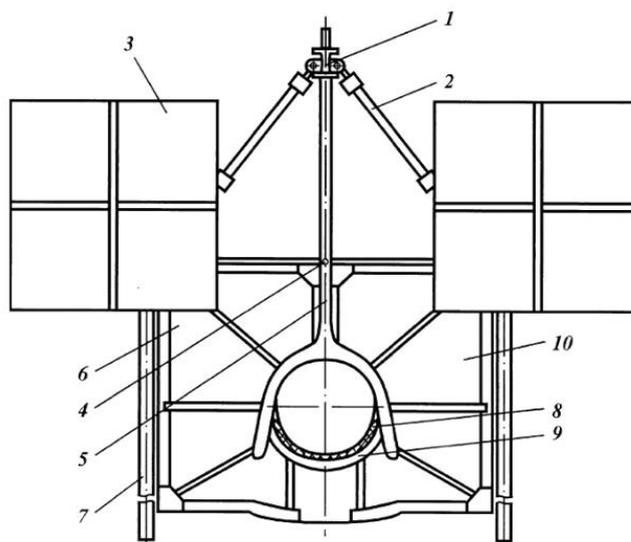


Рисунок 1.6.2 - Ремонтная герметичная камера (вид сбоку):

1 - подвеска; 2 - гидроцилиндр; 3 - груз; 4 - шарнир; 5 – штанга направляющая;  
6 – левая челюсть; 7 – анкерная стойка; 8 – штанга маслобензостойкая; 9 - узел герметизации; 10 – правая челюсть

Камера оборудована непотопляемыми санями, на которых она доставляется к месту аварийно-восстановительных работ на болоте

Общее время для подготовки камеры из транспортного положения бригадой рабочих из 5 чел. составляет два часа, время демонтажа также составляет два часа. По данным испытаний камера РГК дает возможность создавать на обводненных участках трассы и болотах ремонтный котлован, при глубине заложения трубы до 2,2 метров. Внутри камеры можно осуществлять работы по устранению небольших дефектов труб; операции, которые связаны с заменой дефектных участков, включая вырезку участка трубрезной машинкой (или иными способами), центровку, подгонку и сварку новой "катушки".

КРКш (рисунок 1.6.3) предназначены для изоляции участка трубопровода от водной среды [18,19]:

					Проведение аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

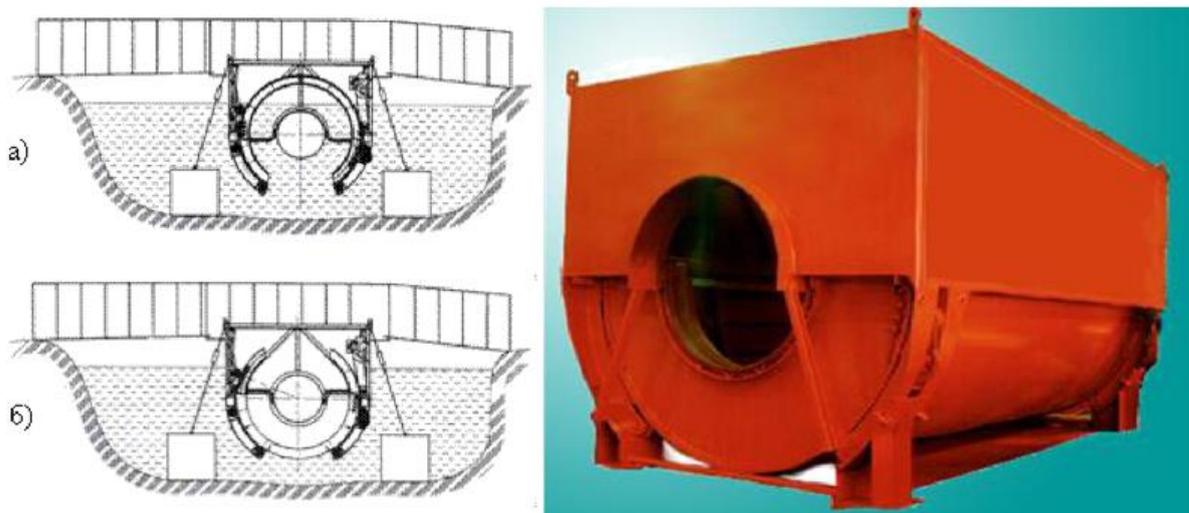


Рисунок 1.6.3 - Комплект ремонтной камеры трубопроводов КРКш. Состояния комплекта: а - исходное; б - рабочее.

Они обеспечивают ремонтные работы на трубопроводах, проложенных в болотах, через озера и старицы, в пойменной части подводных переходов. Для ремонта в этом случае не требуется подъема трубопровода на поверхность. Создаются условия выполнения работ, аналогично проведению их в сухих котлованах. Комплект камеры обеспечивает оперативное создание ремонтного "котлована" вокруг ремонтируемого трубопровода при значительном упрощении и удешевлении ремонтных работ. Значения основных параметров приведены в таблице 1.6.1.

Таблица 1.6.1 - Значения основных параметров и характеристик КРКш

Наименование показателя	КРК ш-2,5	КРК ш-3	КРК ш-4	КРК ш-5	КРК ш-7	КРК ш-8	КРК ш-10	КРК ш-12	КРК ш-14
Усл. Диаметр трубопровода, мм	250	300	400	500	700	800	1000	1200	1400
Габаритные размеры, м:	Длина	5,5			6,2	6,2	6,2		6,2
	Ширина	2,4			3,1	3,1	3,1		3,2
	Высота	2,4			2,8	2,9	3,0		3,1
Масса* в сборе, т	6,0	6,0	7,0	7,0	7,5	7,5	8,0	8,0	10,0

Продолжение таблицы 1.6.1

Число рабочих мест	3	3	3	4	4	4	4	4	4
Длина регулируемого участка, м, не	4,0	4,0	4,0	4,0	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Просвет между трубой и верхом	750	745	695	645	740	700	700	600	500
Уровень воды над трубопроводом, мм, не более	900	830	880	825	840	880	880	780	680

\*Без учета массы контргруза

\*\*По согласованию с заводом изготовителем между ремонтируемой трубой и поверхностью камеры и, соответственно, габаритные ширина и высота могут быть увеличены.

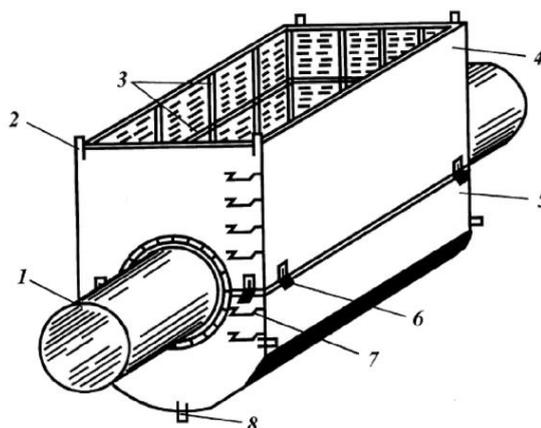


Рисунок 1.6.4 - Устройство для ремонта трубопроводов, проложенных на болоте: 1 - труба; 2, 8 - проушины; 3 - ребра жесткости; 4 - верхняя часть; 5 - нижняя часть; 6 - направляющая; 7 - скоба

Также разработано устройство, позволяющее производить ремонтные работы на заболоченных и обводненных участках магистральных трубопроводов. Устройство (рисунок 1.6.4) состоит из 2-х частей, которые сварены из стали листовой 2 мм толщиной. Верхняя часть устройства 4 выполнена в форме прямоугольника, нижняя часть 5 имеет форму закругленную. На внутренней поверхности устройства наварены из полосовой

стали ребра жесткости 3. Нижняя часть немного меньше верхней части, поскольку по месту разъема должна входить в верхнюю часть. На место проведения ремонтных работ верхняя и нижняя части доставляются с помощью вертолета, проушины 2 и 8 предназначены для крепления троса. Для удобства эксплуатации на внешней части приварены направляющие 6 и скобы 7.

Нижняя часть с помощью водолазов заводится под поврежденный участок трубопровода 1 и после этого при помощи троса с винтовым зажимом закрепляется на трубе. Верхняя часть при помощи направляющих соединяется с нижней и закрепляется болтами. Торцевой разъем также скрепляется болтами. После того, как устройство оказывается прикрепленным к трубопроводу, снимается винтовой зажим.

Из собранного устройства откачивается вода, а в нижнюю часть укладывается настил деревянный.

Боковое уплотнение имеет вид шипа-паза, уплотняющим материалом является сальниковая набивка в форме жгута или резина. Торцевое уплотнение имеет форму буксы, которая упирается через сальник в упор нажимной. На рисунке 1.6.5 приведены методы строительства ремонтного котлована [13,20].

					Проведение аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

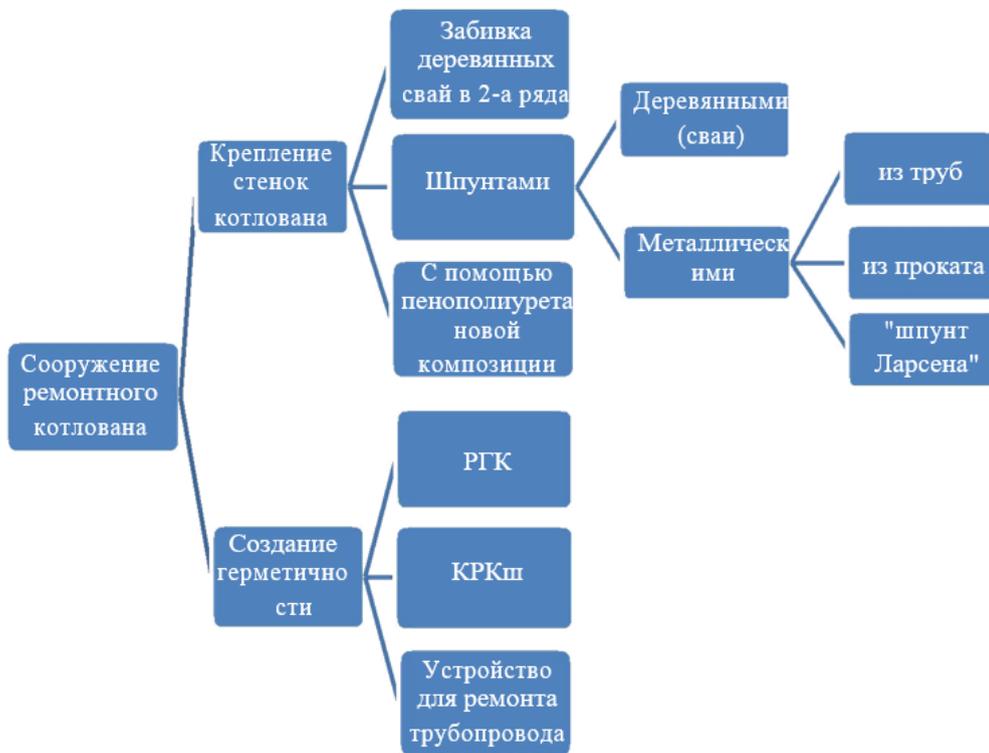


Рисунок 1.6.5 - Методы строительства ремонтного котлована

## 2. Методы повышения устойчивости грунта

Целью закрепления грунта является повышение его несущей способности при помощи искусственных преобразований свойств грунта. В результате укрепления грунта у стенок и основания ремонтного котлована повышается прочность и водонепроницаемость, а также увеличивается сопротивление размыву.

Закрепление грунтов находит широкое применение в процессе строительства гражданских и промышленных зданий на просадочных грунтах, с целью укрепления стенок котлованов. Проведения противооползневых мероприятий и установки противодиффузионных завес в основании гидротехнических сооружений, которые предназначены для защиты фундаментов (бетонных сооружений) от действия агрессивных промышленных вод, для повышения несущей способности опор и свай большого диаметра и т.д [18].

Закрепление грунтов осуществляется физико-химическими способами, воздействия на грунт электрического тока, нагнетание в грунт под давлением химических растворов и вяжущих материалов через скважины-инъекторы.

Рассмотрим некоторые способы повышения устойчивости грунта, которые находят применения в строительстве шахт и туннелей.

### 2.1 Укрепление грунтов способом цементации

Цементация грунтов предназначена для создания защитной оболочки из цементирующего вещества у оснований фундаментов существующих зданий, проходке стволов шахт, а также водоподавления в грунте вокруг обделки возведенного тоннеля.

Суть процесса состоит в нагнетании через пробуренные скважины под давлением глинисто-цементных, глинистых, цементных растворов,

					Обеспечение выполнения аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот с применением технологий замораживания грунта			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Казанцев М.А.			Методы повышения устойчивости грунта	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					41	110
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

заполняющих поры, пустоты и трещины в массиве грунта, что приводит к резкому сокращению или ликвидации водопритока [6].

Цементация дает наилучший эффект в скальных трещиноватых грунтах, в гравелистых грунтах и валунно-галечниковых отложениях при удельном водопоглощении не менее 0,5 л/мин и скоростях движения грунтовых вод до 300 м/сут. Не поддаются цементации глинистые грунты, пльвуны, мелкозернистые пески.

Существует два вида цементации: предварительная, осуществляемая до проходки выработки через скважины, пробуренные из забоя выработки или с поверхности, и последующая, выполняемая после проходки и закрепления выработки для заполнения пустот.

В случае цементации с поверхности (рисунок 2.1.1 а) скважины располагаются на расстоянии двух метров от стенки будущей выработки. Промежуток между скважинами составляет от 2 до 3 м.

Глубину цементационных скважин определяют по размерам зоны цементации. Скважины бурятся и породы цементируются в несколько приемов, в диапазоне от 10 до 15 м. Через 1-3 суток после окончания цементации цементная пробка разбуривается, и скважина углубляется для подготовки к цементации очередного участка.

В процессе цементации пород из забоя (рисунок 2.1.1 б) скважины располагаются на расстоянии  $0,6 \div 1,0$  м от крепи через  $0,9 \div 1,5$  м одна от другой под углом.

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

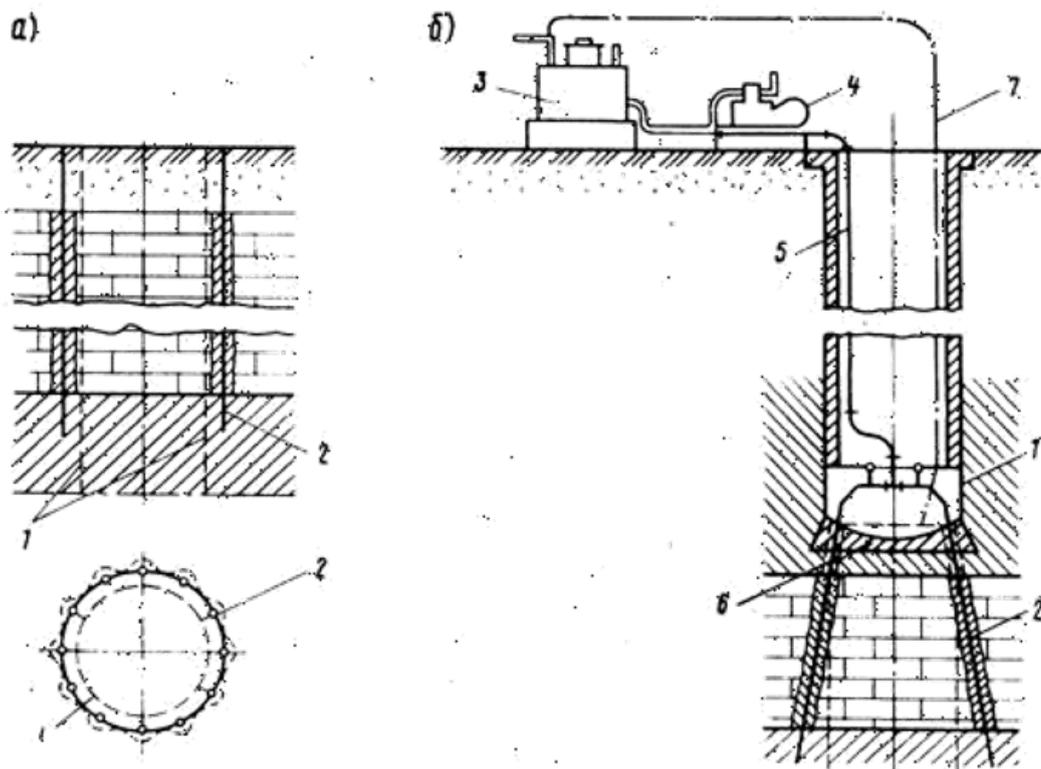


Рисунок 2.1.1 – Схема цементации грунта перед проходкой ствола шахты:  
 а) с поверхности земли; б) с забоя ствола

1 - контур ствола; 2 - скважина цементационная; 3 - растворомешалка; 4 - растворонасос; 5 - трубопровод цементационный; 6 - перемычка тампонная; 7 - трубопровод обратный

С целью приготовления цементационных растворов применяются растворосмесители, а нагнетание производится при помощи цементных растворонасосов. Также применяются передвижные цементационные установки, которые оборудованы гидравлическими цементомешалками, смесительными баками, цементационными и водяными насосами

Цементация может осуществляться нисходящими заходками, когда нагнетание и бурение производится последовательно участками сверху вниз, и заходками восходящими, когда скважины бурятся сразу на всю глубину, а раствор нагнетается вместе с подъемом иньектора.

Очередность нагнетания раствора в скважины устанавливаются проектом по характеру водоносности и трещиноватости пород. Цементация

заканчивается, когда водопоглощение пород удельное на метр длины скважин не превышает величины 0,05 л/мин.

## 2.2 Химическое закрепление грунтов

Силикатизацией закрепляют песчаные и лессовые грунты при помощи нагнетания в них химических растворов. В основе способа силикатизации лежит использование силикатных растворов. Для закрепления песков среднезернистых применяется так называемый двухрастворный способ, который заключается в последовательном нагнетании в грунт растворов хлористого кальция и силиката натрия. Гель кремниевой кислоты, который получается в результате реакции придает грунту большую водонепроницаемость и прочность. Мелкие пески закрепляются при помощи однорастворной силикатизации, то есть раствором силиката натрия с прибавкой кислоты фосфорной. В лёссовых грунтах нагнетается только раствор силиката натрия, а функции второго раствора выполняются солями самого грунта.

Иньекторы забивают в грунт с помощью пневматических молотков или механических копров, а извлекают из грунта лебедкой, копром или домкратом грузоподъемностью 5÷10 т.

Нагнетание химических растворов ведется заходками, которые обеспечивают монолитность закрепления грунта. Закрепление грунта при помощи вертикальных иньекторов ведется сверху вниз заходками на всю длину части иньектора с перфорацией. На каждой заходке нагнетается раствор, вследствие чего по периметру иньектора формируется столбчатые участки закрепленной породы.

В ряде случаев применяется прямое иньецирование в грунт через иньекторы без использования колонн манжетных. Технология подобных работ состоит в последовательной обработке заходками по 4-5 м зон неустойчивых грунтов по направлению вглубь горного массива от забоя.

При электросиликатизации — пропускании через иньекторы (как электроды) постоянного тока — ускоряются в 4...20 раз темпы работ и

					Методы повышения устойчивости грунта	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

повышается их качество. Особенно эффективен метод электросиликатизации для закрепления грунтов с коэффициентом фильтрации менее 0,1 м/сут.

Однорастворную силикатизацию применяют для грунтов при содержании солей кальция и магния более 0,6 мг-экв, при меньшем содержании этих солей в грунте необходимо использовать двухрастворный состав. При двухрастворном закреплении грунтов каждый из растворов последовательно нагнетается отдельным насосом [19].

### **2.3 Битумизация. Глинизация грунтов**

В скальных кавернозных породах при значительной скорости грунтового потока наряду с цементацией используют горячую битумизацию. Её назначение заключается в заделке самых больших каверн, которые поддаются цементации из-за больших скоростей грунтовых потоков. Нагнетание в трещины и полости кавернозных пород горячего битума осуществляется через пробуренные скважины, которые оборудованы иньекторами. Холодная битумизация — это процесс нагнетания тонкодисперсной битумной эмульсии. Данный метод служит для закрепления песчаных и скальных грунтов.

Глинизация служит для снижения фильтрационной способности гравелистых грунтов, кавернозных и трещиноватых скальных пород. При таком способе в трещины породы под большим давлением нагнетается глинистая суспензия с добавлением небольшого количества коагулянта.

Кстати, битумизация и глинизация в технологическом плане исполнения аналогичны цементации. Отличие лишь в том, что инъекцию в грунт производят с помощью глинистых растворов (глинизация) и расплавленного битума (битумизация).

### **2.4 Искусственное замораживание грунтов**

Замораживание грунтов искусственным методом находит применение в строительстве шахт, тоннелей, а также в сооружении ремонтных котлованов открытым способом [16].

					Методы повышения устойчивости грунта	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Искусственное замораживание грунтов предоставляет возможность в создании прочного ледогрунтового ограждения, которое не позволяет обводненным грунтам проникнуть в сооружаемую конструкцию.

#### **2.4.1 Замораживание грунтов рассольным способом**

Как правило, для замораживания грунтов используется т. н. хладагент (холодильный агент). В качестве хладагента обычно используется охлажденный рассол (водный раствор  $\text{CaCl}_2$ ), обладающий способностью оставаться в жидком состоянии при низких температурах. Этот рассол, предварительно охлажденный на станции замораживающей, подается по системе трубопроводов к замораживающим колонкам, которые опущены в пробуренные скважины

Для формирования ледогрунтового ограждения по контуру выработки предварительно через толщину водоносных грунтов бурятся скважины, их концы заглубляются в водоупорный грунт (мергели, плотные безводные сланцы, глины) на величину  $2 \div 5$  м. Расстояние между скважинами определяется согласно проекту, с расчетом, что радиус ледогрунтового цилиндра, намораживаемого вокруг скважины, составляет порядка  $1,25 \div 1,50$  м.

В случаях, когда заглубить замораживающие контурные скважины в водоупор невозможно, грунтовой массив замораживается по всему сечению строящейся выработки, для чего замораживающие скважины бурятся и внутри скважин контурных.

В пробуренные скважины опускаются замораживающие трубы, представляющие собой колонки с наглухо заваренным дном (нижним концом). Не доходя до дна колонки в них опускаются питающие трубы - трубы меньшего диаметра с открытым нижним концом, - на величину  $40 \div 50$  см.

Через специальные оголовки замораживающие колонки соединяются в общую систему, расположенную на поверхности земли, и состоящую из распределителя, по которому рассол (раствор хлористого кальция), охлажденный на замораживающей станции, подается к питающим трубам, и

					Методы повышения устойчивости грунта	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трубы-коллектора, по которой рассол отводится из колонок к той же самой станции [17].

На замораживающей станции монтируются насосные компрессорные агрегаты и устройства, служащие для обеспечения функционирования всей системы замораживания. Холодный рассол нагнетается в распределитель при помощи насосов, после чего он расходится равномерно по питающим трубам колонок замораживающих. Рассол, давление которого создается насосами на станции, достигнув низа колонки, поднимается по кольцевому пространству вверх между замораживающей колонкой и питающей трубой, омывая ее внутренние стенки. При этом имеет место теплообмен: у грунта, окружающего колонку, тепло отнимается рассолом, отчего снижается его температура, что приводит к замораживанию грунта. После этого рассол из колонки через оголовки направляется в коллектор, а из него — на станцию замораживающую, где снова охлаждается [13].

На замораживающей станции монтируются две системы механизмов и машин. Первая система (называемая аммиачной) предназначена для охлаждения рассола аммиаком и включает компрессор, испаритель и конденсатор, которые соединены трубопроводами. Предназначение второй системы (рассольной) заключается в обеспечении циркуляции рассола, в систему входит бак рассольный бак, распределитель, трубопроводы, насос, замораживающие колонки и коллектор.

Охлаждение рассола осуществляется следующим образом. Компрессором сжимаются пары жидкого аммиака, засасываемые из испарителя, до давления порядка  $0,8\div 1,2$  МПа, при этом пары аммиака нагреваются. Компримированные аммиачные пары по трубопроводу поступают в конденсатор, который состоит из труб, омываемых постоянно холодной водой, в конденсаторе пары аммиака охлаждаются и конденсируются в жидкость. В жидком виде аммиак подается в испаритель. Секции испарителя расположены в баке, который заполнен водным раствором хлористого кальция (рассолом), с температурой замерзания минус  $34^{\circ}\text{C}$ . При

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

испарении, жидкий аммиак забирает большое количество тепла от рассола, которое расходуется на парообразование, при этом происходит охлаждение рассола до температур минус 20...минус 26°С. После этого охлаждаемый рассол при помощи центробежного насоса поступает в распределитель, из которого идет в колонки замораживающие, и, передавая грунту часть холода, возвращается обратно в испаритель по коллектору для повторного охлаждения. Цикл далее повторяется.

Вокруг каждой колонки постепенно формируется массив замороженного грунта, имеющий цилиндрическую форму. Объем замороженных цилиндров при дальнейшем замораживании увеличивается, и они между собой смерзаются в кольцевой сплошной массив.

Необходимое для образования замороженного массива время, зависит от проектной толщины замороженного массива, температуры циркулирующего рассола, числа замораживающих колонок, гидрогеологических условий. Ориентировочный для создания замороженного контура срок при расстоянии между скважинами 1,25 м варьируется в пределах 40÷60 суток при работе замораживающей станции круглосуточно. Такой процесс называется активным замораживанием. Чтобы поддерживать массив в состоянии замороженном, станция в продолжении всего времени проходки работает в замороженной зоне по режиму, который определяется проектом (одна или две смены). Он называется периодом поддержания замораживания.

Об образовании ледогрунтового замкнутого ограждения судят по повышению уровня воды в пробуренной специальной гидрогеологической контрольной скважине. Когда на одном из водоносных горизонтов заканчивается образование замкнутого ледогрунтового ограждения и начинается его утолщение, вода внутри замороженного контура попадает под давление утолщающихся стен ограждения, и происходит поднятие в контрольной скважине ее уровня.

					Методы повышения устойчивости грунта	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Работы по замораживанию начинаются с бурения скважин и установки в них колонок замораживающих с питающими трубами. Параллельно ведутся работы по сооружению замораживающей станции, монтажу рассолопроводов и оборудования исходя из того, чтобы к окончанию бурения скважин можно было произвести испытания и ввести в работу всю систему.

Для производства строительных и горнопроходческих работ в замороженной зоне характерны ряд особенностей. Работы необходимо осуществлять при тщательном контроле за режимом работы станции и состоянием ограждения ледогрунтового для сохранения температуры ограждения и его размеров.

При открытых работах в период плюсовых температур воздуха выемка грунта из котлована должна осуществляться с защитой стенок ледогрунтового ограждения от воздействия солнечных лучей и атмосферных осадков

В ходе разработки грунта буровзрывным способом следует соблюдать меры безопасности, не допускать повреждения замораживающих колонок и деформации ледогрунтового ограждения.

После завершения проходческих работ и возведения постоянной обделки сооружения подходят к оттаиванию грунтов замороженных, которое может осуществляться либо естественным путем, либо искусственно, посредством нагнетания нагретой воды или рассола в скважины.

#### **2.4.2 Низкотемпературное замораживание с использованием жидкого азота**

В последнее время для искусственного замораживания грунтов в практике метростроения стали использовать новый хладагент — жидкий азот, который представляет собой жидкость без цвета с очень низкой температурой испарения (при атмосферном давлении она составляет минус 195,8°С).

Жидкий азот получают на специализированных заводах методом сжижения воздуха атмосферного при криогенных температурах и разделения этого воздуха на кислород и жидкий азот, которые характеризуются разными

					Методы повышения устойчивости грунта	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

температурами испарения. Жидкий азот транспортируется в специальных танках (емкостях)

По сравнению с другими промышленными хладагентами (аммиаком, фреоном), которые использовать возможно только лишь в замкнутой системе холодильных установок, жидкий азот используется однократно (газ выпускается в окружающую среду).

Метод низкотемпературного замораживания с использованием жидкого азота характеризуется целым рядом преимуществ по сравнению с обычным замораживанием (рассольным). В случае замораживания азотом не требуются замораживающие станции и сети труб. Жидкий азот, доставленный на стройплощадку, пускается из цистерн сразу в замораживающие колонки. Увеличивается скорость замораживания, что является особенно важным при значительных скоростях фильтрации грунтовых вод, а также при поступлении минерализованных и термальных вод.

Жидкий азот доставляется в цистернах вместимостью 1200, 3000 и 5000 л и более, смонтированных на автомобилях. На замораживание одного кубометра грунта с содержанием до 30% воды требуется 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 пожаро- и взрывобезопасен, недорог и нетоксичен.

Замораживающие колонки при низкотемпературном замораживании соединяются в одну систему последовательно. Жидкий азот поступает в питающую (внутреннюю) трубу первой замораживающей колонки. В кольцевом пространстве колонки происходит испарение жидкого азота, образовавшийся газ поднимается к оголовку колонки, откуда по трубопроводу затем поступает в питающую трубу соседней колонки и т. д.

В атмосферу он поступает из последней колонки системы с температурой порядка минус 40°C.

					Методы повышения устойчивости грунта	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Использование технологии низкотемпературного замораживания эффективно при ликвидации пьезунов и прорывов воды в горные выработки, а также при выполнении в водоносных грунтах срочных работ [19].

Искусственное замораживание представляет собой универсальное средство для стабилизации грунтов и обеспечения возможности проведения работ в породах водоносных. При этом ему присущ ряд недостатков. Происходит пучение обводненных грунтов из-за увеличения объема грунта в процессе замораживания и осадка в процессе оттаивания может привести к деформации поверхностных сооружений, под которыми осуществляются работы, в особенности если они производятся на малой глубине. Подготовительные работы являются достаточно сложными, а сам процесс замораживания занимает длительное время, кроме того, такие работы отличаются довольно высокой стоимостью.

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

					Методы повышения устойчивости грунта	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 3 Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов

Из всех вышеприведенных методов, мне бы хотелось остановиться на методе искусственного низкотемпературного замораживания грунта с использованием жидкого азота.

Во-первых, в данных условиях нет возможности применять способ цементации, из-за того что глинистые грунты, плывуны и мелкозернистые пески не будут поддаваться цементации.

Во-вторых, возможно применение способа силикатизации для увлажненных грунтов, только грунты, которые подвергались силикатизации нет возможности вернуть все в исходное состояние. Также опираясь на мнение экологии данные методы использовать не обязательно.

В данное время, стало обычно применять метод обработки мест утечек и неустойчивых грунтов, в отличии от того, что раньше замораживался грунт с помощью жидкого азота было экзотической сферой использования газа с большим количеством неизведанных факторов.

Данный процесс имеет большой ряд достоинств:

- монтаж установки для замораживания с применением жидкого азота производится достаточно быстро;
- малая часть капиталовложения, которые требуются для монтажа системы замораживания с применением рассола входят в объем капиталовложений, которые требуются для установки замораживания с применением жидкого азота;
- будет много меньше температура замерзшего грунта, чем если используется установка замораживания с применением рассола. Данное свойство увеличит устойчивость грунта;

					Обеспечение выполнения аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот с применением технологий замораживания грунта			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Казанцев М.А.			Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					52	110
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

- очень низкая температура жидкого азота (до минус 1960С) позволит производить заморозку за 4 дня, что много меньше, чем в процессе замораживания с применением рассола, при котором может уходить даже месяц;
- для окружающей среды данный процесс будет являться безвредным, в следствии того что не будут использованы опасные вещества, и не будет происходить загрязнение грунтовых вод;
- данный процесс будет выполняться автоматически;
- задание для формы замораживаемого грунта будет гибким
- сочетается статические опоры и уплотнения;
- нетребовательное отношение к значению влажности грунта (5-100%);
- нет притока грунтовых вод и замерзший грунт будет являться на 100% водонепроницаемым;
- значение твердости замороженного грунта будет близко ко значению твердости бетона;
- явление затвердевания грунта будет временным. При отключении подачи жидкого азота, в течение нескольких недель наблюдается оттаивание замерзшего грунта [21].

Кроме того, экономичность расхода жидкого азота для замораживания 1 м<sup>3</sup> грунта будет составлять приблизительно 600 кг.

### **3.1 Технологии замораживания грунтов для ремонтного котлована**

Для создания прочного ограждения вокруг ремонтного котлована, состоящего из замороженного грунта, что препятствует проникновению в сооружаемую выработку грунтовых вод или водонасыщенного неустойчивого грунта, искусственно замораживают грунты. Такие ограждения должны выдерживать давление котлована грунта или окружающей выработки, кроме этого гидростатические напоры грунтовых вод.

					Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

Замораживание начинается с установления замораживающих колонок с питающими трубами. Одновременно будет проводиться работа по установлению цистерн с жидким азотом, а также монтаж азотопровода и оборудования с расчётом, что к концу бурения скважин будет возможность проводить испытания и введение всей системы в работу.

Предварительно по контуру выработки, для того чтобы создать ледогрунтовое ограждение, нужно опустить замораживающие трубы (колонки) (рис. 3.1.1), у которых наглухо заварено дно (нижний конец), через всю толщину водоносных грунтов. Промежуток между труб будет определяться с помощью расчетного проекта, где радиус ледогрунтового цилиндра, который наморожен вокруг скважины, будет равен 1,25–1,5 м.

Замораживающие колонки, с такой же конструкцией как при рассольном, применяется при замораживании грунтов жидким азотом. Стальные трубы, у которых диаметр равен в интервале 60–72 мм, используются в качестве замораживающих труб. А для питающих – трубы, состоящие из специального материала (нержавеющая сталь) с диаметром равным от 15 до 38 мм.

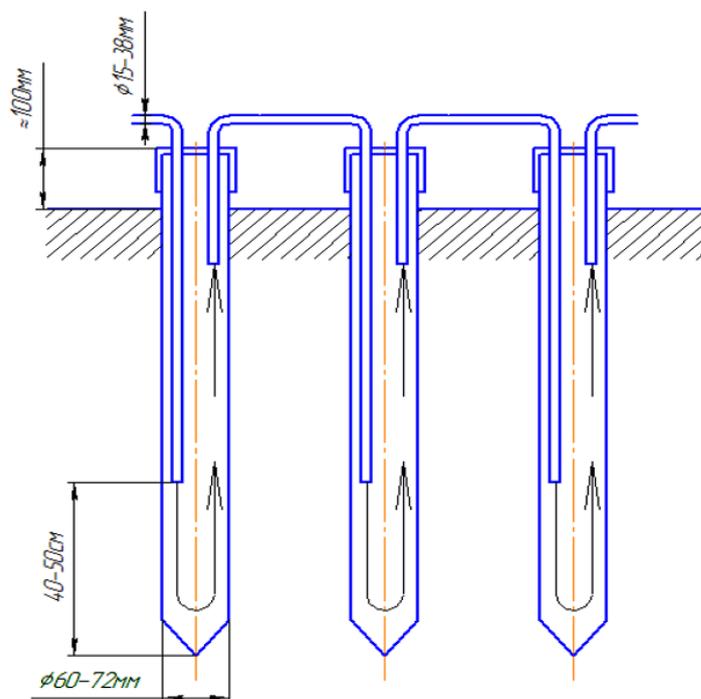


Рисунок 3.1.1 – Замораживающие колонки

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

В колонки опускаются трубы более малого диаметра, у которых открыт нижний конец, такие трубы называют – питающими, при этом их не доводят до дна на 40 – 50 см. Замораживающие колонки соединены поочередно в единую систему. Через специальные оголовки колонки будут соединяться с питающими трубами, по ним будет подаваться жидкий азот. Под действием внутреннего давления цистерны жидкий азот будет нагнетаться в питающие трубы.

В питающую (внутреннюю) трубу первой замораживающей колонки поступает жидкий азот. Жидкий азот будет испаряться при кольцевом пространстве колонки. И поднимается к оголовку колонки при газообразном состоянии. После чего переходит по трубопроводу в питающую трубу соседней колонки и т. д. (рис. 3.1.2). Жидкий азот выходит в атмосферу из последней колонки системы при температуре равной примерно минус 40°.

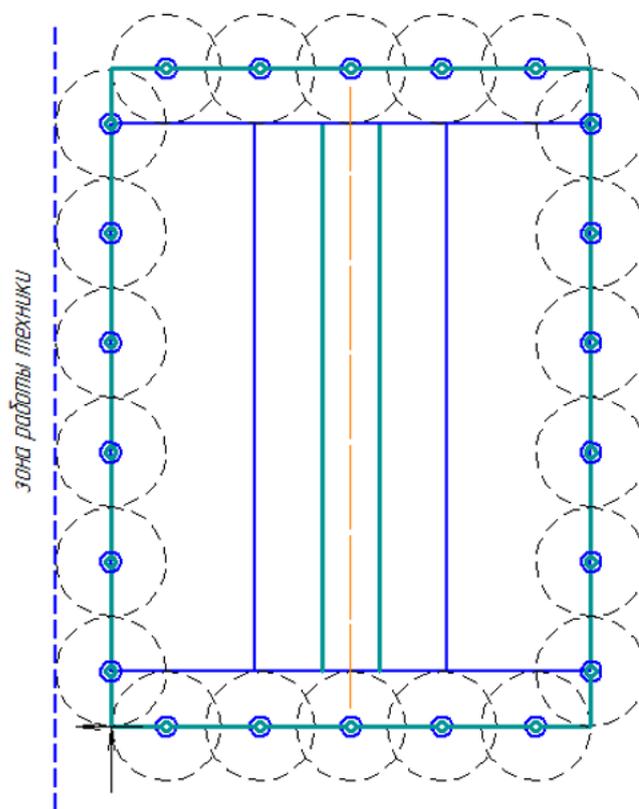


Рисунок 3.1.2 – Схема соединения системы замораживающих колонок при вырезке катушки длиной 10 м и диаметром 1020 мм

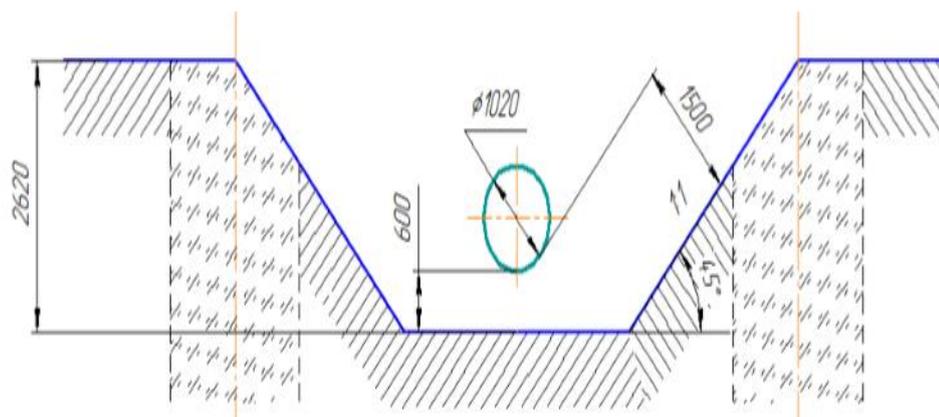


Рисунок 3.1.3 – Поперечный разрез котлована и ледогрунтового ограждения при вырезке катушки диаметром 1020 мм

Во время положительной температуры воздуха при открытой работе, выемку грунта из котлована нужно проводить при защите от солнечных лучей, а также действия атмосферных осадков стенок ледогрунтового ограждения.

Одновременное водопонижения и использование замораживания даст возможность осушить грунт в котловане, который огражден замкнутой водонепроницаемой ледогрунтовой стеной.

Рассмотрим схему замораживания при ремонтах работах на трубопроводе диаметром 1020 мм. Есть возможность, когда водоупор будет находиться ниже дна котлована, и на уровне дна котлована или выше него.

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

В случае замораживающие колонки будут опускаться до водоупорных грунтов, что при заморозке обеспечит защиту от проникновения воды, как снизу котлована, так и с боковых сторон.

В следствии того, что есть зависимость глубины ремонтного котлована от диаметра трубопровода, значит будет зависимость длины замораживающих колонок от диаметра трубопровода. Длины замораживающих колонок приведены в таблице 3.2.1.

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	2,32
720	2,32	2,42
820	2,42	2,52
1020	2,62	2,72
1220	2,82	2,92

Поперечные разрезы ледогрунтового ограждения и котлована для двух случаев показаны на рис 3.2.1.

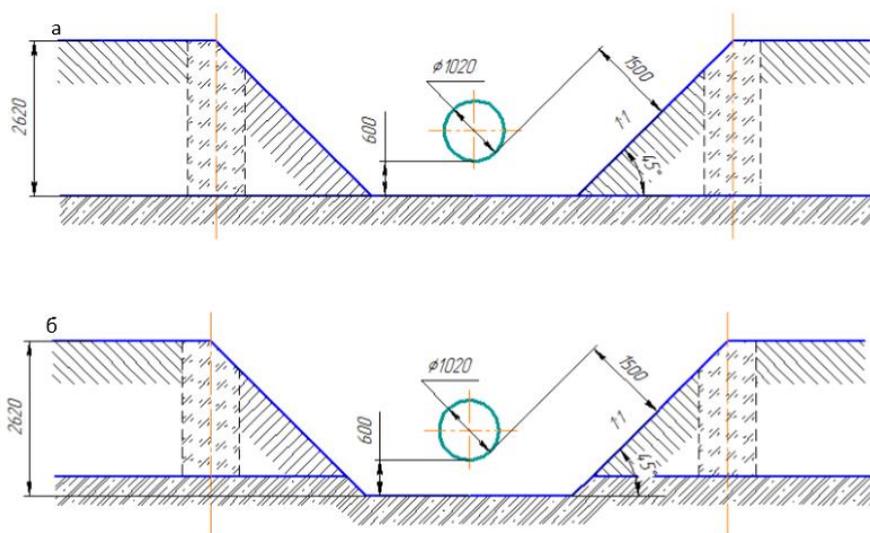


Рисунок 3.2.1 – Поперечный разрез котлована и ледогрунтового ограждения при вырезке катушки диаметром 1020 мм: а – водоупор находится на уровне, б – выше уровня дна котлована

Число замораживающих колонок обусловлено длиной вырезаемого участка и шириной котлована, что имеет зависимость от диаметра трубопровода и типа грунта. Учитывая, что радиус замораживания для каждой колонки будет равен 0,5 м, будем рассчитывать число замораживающих колонок. Схемы расстановки замораживающих колонок в зависимости от длины котлована показана на (рис. 3.2.2, 3.2.3)

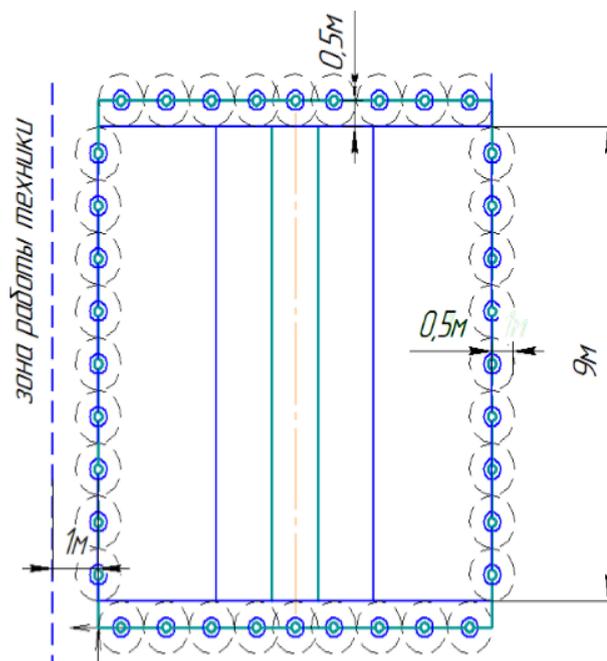


Рисунок 3.2.2 – Схемы расстановки замораживающих колонок при длине котлована 10 м (четное число)

Зависимость числа замораживающих колонок от длины котлована показана 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 обусловлена типом болот и значением диаметра трубы. Углы откоса стенок котлована согласно РД 153–39.4Р–130–2002 [6] изменяются в пределе от 38 до 76 градусов.

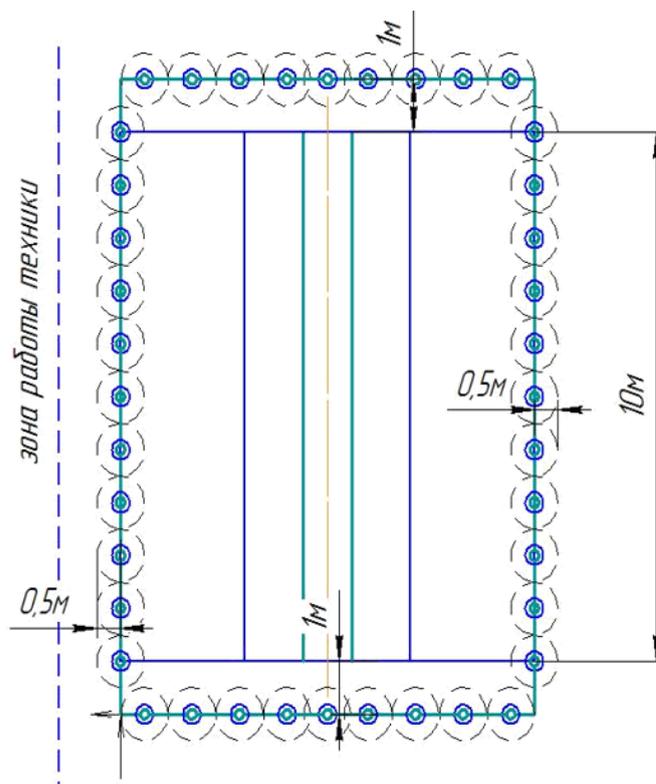


Рисунок 3.2.3 – Схемы расстановки замораживающих колонок при длине котлована 9 м (нечетное число)

Зависимость ширины котлована от угла откоса стенок котлована и диаметра трубопровода показана 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 $D_n$ , мм	Угол откоса стенки траншеи						
	38	45	50	53	56	63	76
530	8,99	7,79	7,11	6,74	6,41	5,7	4,6
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	7,1	5,63

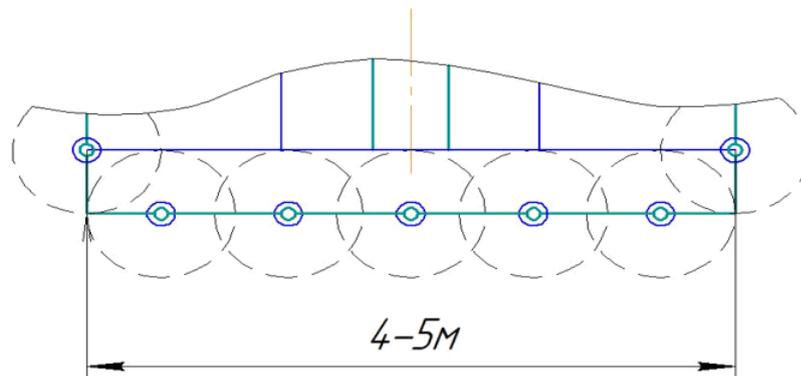


Рисунок 3.2.4 – 5 замораживающих колонок используется при ширине котлована по полотну от 4 до 5 метров

Имеется возможность выражения ширины котлована по полотну в эквиваленте числа колонок (таблица 3.2.4), то есть 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

Исходя из этого, посчитывая, число колонок при различных длинах котлована и различных диаметрах трубопровода (таблица 3.2.5).

Объем ледогрунтового цилиндра, который образуется вокруг замораживающей колонки, если радиус ледогрунтового цилиндра равен 1м обусловлен глубиной замораживания и определен:

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

где  $R$  – радиус замораживания;  $h$  – глубина замораживания (табл. 3.2.6).

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

Длина котлована м	Наружный диаметр D <sub>н</sub> , 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 <sub>н</sub> , мм	Глубина котлована, м	Объем замороженного грунта вокруг одной колонки, м <sup>3</sup>
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, м<sup>3</sup>

Длина котлована м	Наружный диаметр D <sub>н</sub> , 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

Иногда торфяной слой в толщину может быть до 8 м. При таких глубинах нет возможности использовать замораживающие колонны, у которых длина 8 и более метров. В таких случаях необходимо проводить

защиту от проникновения воды как снизу котлована, так и с боковых сторон. Если отсутствует водоупорный слой, то требуется заморозка как дна траншеи, так и боковых стенок.

Длины замораживающих труб обусловлены глубиной ремонтного котлована и превышают 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

Необходимо замораживание дна котлована, углубленного до 30–40 мм, чтобы обеспечить защиту от проникновения грунтовых вод в ремонтный котлован через его дно. Поэтому замораживающие колонны опускают вглубь на 30–40 мм ниже, чем проектная глубина котлована. Что сопровождается полной защитой от проникновения грунтовых вод

Поперечный разрез котлована представлен на (рис. 3.3.1). Здесь заморозка продлится около 3–4 дней, при этом радиус ледогрунтового цилиндра будет равен 1 м. Из-за того, что откосы траншеи являются полностью замороженными, то согласно РД 153-39.4Р-130-2002 [6] угол откоса стенки траншеи возможно принимать равным 63°.

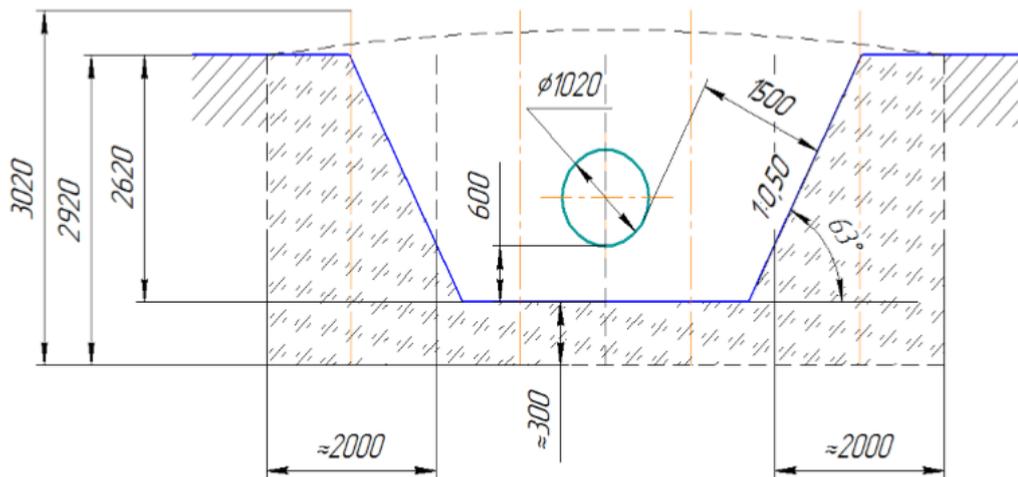
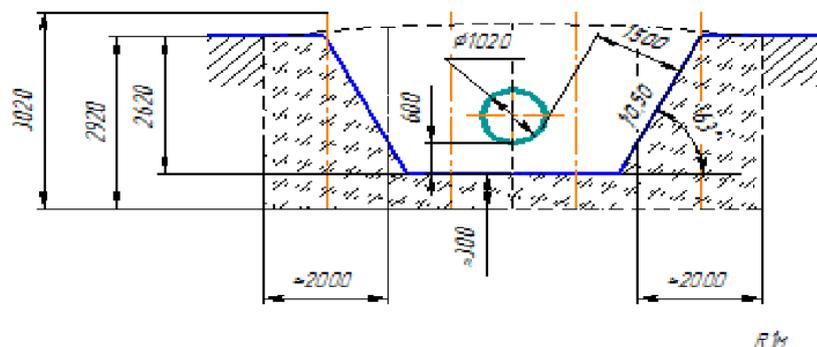


Рисунок 3.3.1 – Поперечный разрез котлована и ледогрунтового ограждения при вырезке катушки диаметров 1020 мм. Водоупор находится

При диаметре трубопровода, варьируемого от 530 до 1220 мм (таблица 3.2.3), и с шириной траншеи по полотну, варьируемой от 5,70 до 7,50 м, понадобится 4 ряда колонн. Если длительность замораживания продлится более чем 4 дня, то радиус ледогрунтового цилиндра вокруг колонны может достигать 1,5 м. При вышеупомянутых условиях, чтобы соорудить ремонтный котлован для труб с диаметром от 530 до 720 мм., требуется два ряда замораживающих колонок, если же взять трубы диаметром от 820 до 1420 мм., нужно четыре ряда

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



R.M.

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

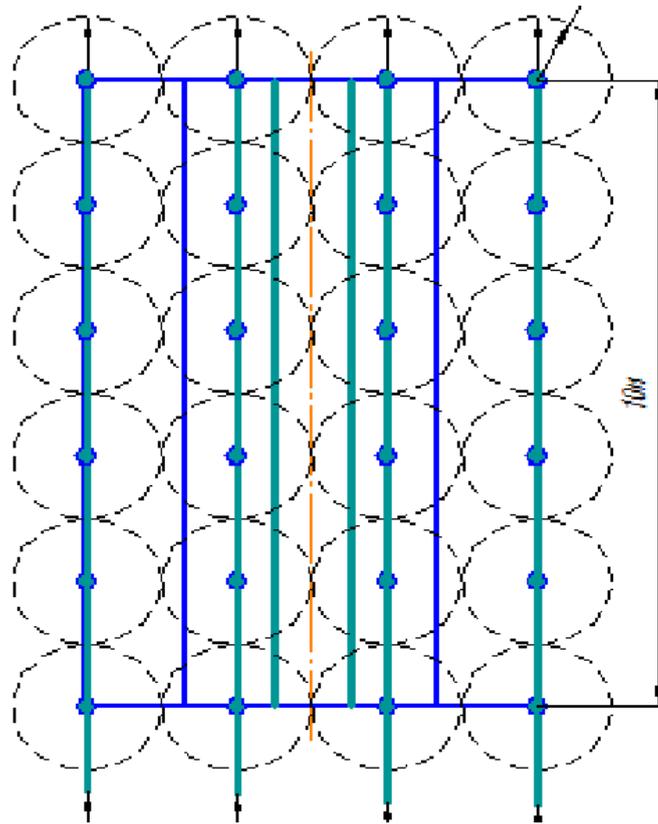
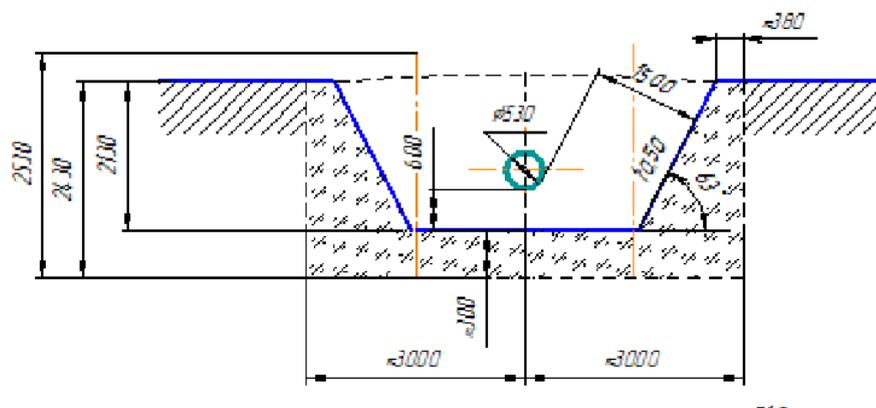


Рисунок 3.3.2 – Поперечный разрез котлована и ледогрунтового ограждения и схема расположения замораживающих колонок при вырезке катушки диаметром 1020 мм в проекции. Радиус ледогрунтового цилиндра равен 1 м



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Искусственное замораживание грунтов при  
строительстве ремонтных котлованов

Лист

64

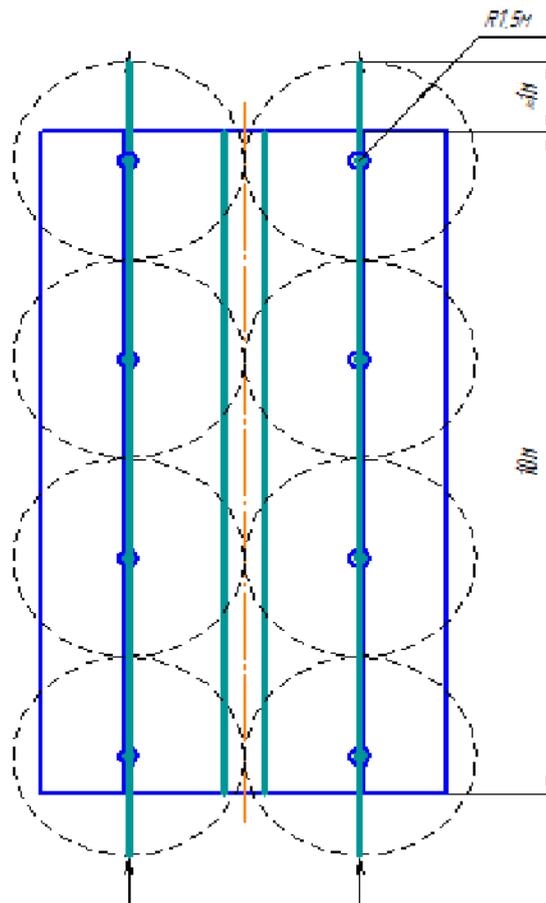


Рис. 3.3.3 – Поперечный разрез котлована и ледогрунтового ограждения и схема расположения замораживающих колонок при вырезке катушки диаметром 530 мм в проекции. Радиус ледогрунтового цилиндра равен 1,5 м

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

Таблица 3.3.2 – Количество замораживающих колонок для различных длин котлована и радиуса ледогрунтового цилиндра

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 число замораживающих колонн, которые потребуются для труб разного диаметра и для замораживания котлована разной длины показано в (таблице 3.3.3).

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, который образуется вокруг замораживающей колонки обусловлен глубиной замораживания и будет рассчитываться по формуле (3.2.1), данные есть 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 показан в (таблице 3.3.5).

Таблица 3.3.5 – Общий объем замороженного грунта, м<sup>3</sup>

Длина ремонт. котлована, м.	Наружный диаметр трубопровода D <sub>н</sub> , 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

Если проводить полное замораживание грунта будущего ремонтного котлована будет происходить закрепление стенок, из-за чего увеличивается угол откоса стенок котлована до 630. Что приведет к большому уменьшению ширины котлована по полотну, в следствии чего уменьшится число замораживающих колонок, а значит, и будет уменьшение объема замораживаемого грунта. Данный эффект сильно виден для таких труб, у которых диаметр меньше. Будет повышаться радиус ледогрунтового цилиндра до 1,5 м., из-за того, что в данном случае возможно использование длительного замораживания (до 6 дней).

#### **3.4. Схема замораживания котлована при наклонной установке колонок**

Для того чтобы уменьшить трудоемкость работы по замораживанию грунта, предлагается заморозить грунт с наклоном при установлении колонок. Что даст поможет уменьшить число замораживающих колонок, а значит, будет уменьшение трудоемкости установки колонок и объема замораживаемого грунта. Предлагается рассмотреть метод для вырезки катушки трубопровода с

диаметром 1020 мм. Поперечный разрез котлована и схема расположения замораживающих колонок показаны ниже (рис. 3.4.1, 3.4.2).

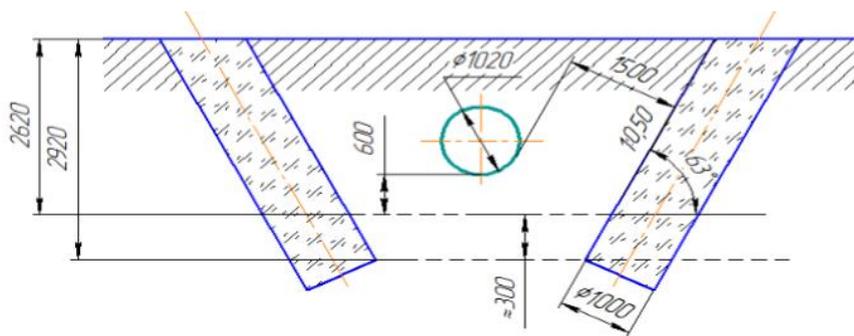


Рисунок 3.4.1 – Поперечный разрез котлована

Здесь угол откоса стенок котлована принимаем равным  $63^\circ$ , из-за того, что замораживается весь поперечный контур траншеи. Обеспечение постоянной толщины боковой ледогрунтовой стенки равной 500 мм, одновременно с вводом замораживающих колонн в грунт под углом  $63^\circ$ . Колонны необходимо установить при удалении 560 мм от бровки во внутреннюю сторону траншеи.

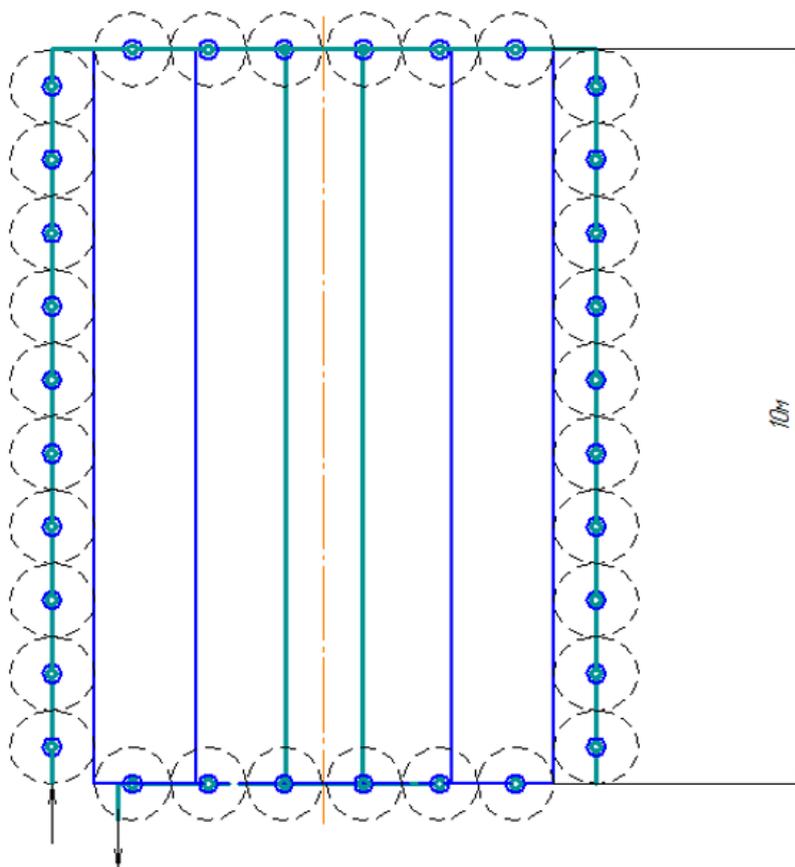


Рисунок 3.4.2 – Схема расстановки замораживающих колонок

					Искусственное замораживание грунтов при строительстве ремонтных котлованов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Число колонн, которые установлены по длине и ширине котлована будет похожим на первый описанный случай (таблицы 3.4.2, 3.4.4, 3.4.5). Однако, длины могут быть больше, из-за того, что колонны установлены под углом 63° (таблица 3.4.1).

Таблица 3.4.1 – Длины замораживающих труб при установке под углом 63°

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, который образуется вокруг замораживающей колонки обусловлен глубиной замораживания и возможно рассчитывать 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, м <sup>3</sup>
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 показан в (таблице 3.4.3).

Таблица 3.4.3 – Общий объем замороженного грунта, м<sup>3</sup>

Длина ремонтного котлована, м.	Наружный диаметр трубопровода D <sub>н</sub> , 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

Если установка замораживающих колон происходит под наклоном, то возможно полное замораживание дна и стенок будущего ремонтного котлована. Из-за чего есть увеличение угла откоса стенок котлована до 63°. Если установка колонок является наклонной, то радиус ледогрунтового цилиндра для любых диаметров ремонтного трубопровода составит 0,5 м. Таким образом, при вертикальной установке колонок замораживание грунта проводится медленнее. Для уменьшения числа колонок, можно исключить их из центра котлована, что даст уменьшение объема замораживаемого грунта.

## 4 Расчетная часть

### 4.1. Расчет трубопроводов 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  $R_{н1} = \sigma_{вр} = 510$  МПа;
- предел текучести  $R_{н2} = \sigma_{т} = 363$  МПа;
- коэффициент надежности по материалу  $K_1 = 1,4$ ; категория участка – В;
- длина участка балластировки – 500 м;
- температурный перепад  $\Delta t = \pm 45^\circ\text{C}$ ;
- плотность воды с учетом растворенных в ней солей  $\gamma_{в} = 1075$  кг/м<sup>3</sup>;
- футеровка сплошная, схема изоляции трубопровода «2+2», тип изоляционной ленты и обертки – Альтене (Ал).

#### 4.1.1. Расчет толщины стенки

Предварительно (в первом приближении) расчетная толщина стенки  $\delta$  трубопровода согласно п.8.22\* [16]:

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

где  $\delta$  – расчетная толщина стенки трубопровода, м;

					Обеспечение выполнения аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот с применением технологий замораживания грунта			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Казанцев М.А.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					71	110
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

$P$  – 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 согласно [16]:

- 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  $\sigma_{Bp}$  и по пределу текучести  $\sigma_T$ , Па;

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

– 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

					Расчетная часть	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

разгрузки, равному 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; а также учитывают коэффициент условий работы трубопровода  $m$ , принимаемый по таблице 4.1.1.1

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

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

б) из высокопрочной стали с отношением

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

Таблица 4.1.1.2 – Коэффициент надежности по назначению трубопровода [16]

Условный диаметр трубопровода $D_y$ , мм	Газопроводы			НП и НПП
	$P \leq 5,4$ МПа	$5,4 < P \leq 7,4$ МПа	$7,4 < P \leq 9,8$ 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	-

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

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

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

Определив в первом приближении по формуле (3.2.1) расчетную толщину стенки  $\delta$ , 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  $\Delta t$  и внутреннего давления  $P$ :

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

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  $\Delta t$  (термическое напряжение, определяемое по закону Гука при коэффициенте надежности  $n_t=1,0$ ). Кольцевые напряжения от внутреннего рабочего давления, действующие тангенциально поверхности трубопровода

$$\sigma_{ПР.t} = \sigma_{ПР.t}^H = -\alpha_t E \Delta t \quad (4.1.1.5)$$

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

$$\sigma_{\text{ПР.т}} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 45 = -111,24 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{ПР.Р}} = n_p \sigma_{\text{ПРР}}^H = n_p \xi \sigma_{\text{КЦ}}^H = \xi \sigma_{\text{КЦ}}; \quad (4.1.1.6)$$

$$\sigma_{\text{ПР.Р}} = 0,5 \cdot 216,69 = 112,91 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{КЦ}} = n_p \sigma_{\text{КЦ}}^H = n_p \left( \frac{PD_{\text{ВЕ}}}{2\delta_H} \right) = n_p \left( \frac{PD_H}{2\delta_H} - P \right); \quad (4.1.1.7)$$

$$\sigma_{\text{КЦ}} = 1,15 \left( \frac{6,3 \cdot 1,020}{2 \cdot 0,00165} - 6,3 \right) = 216,69 \text{ Мпа},$$

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

$E$  – 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),  $^\circ\text{C}$ ;

$\xi$  – 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 защемление 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;

$$D_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2\delta_{\text{н}} \quad (4.1.1.8)$$

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

$\delta_{\text{н}}$  – номинальная толщина стенки трубопровода, которая получается путем округления расчетной толщины  $\delta$  в большую сторону до ближайшей из сортаментного ряда толщин, предусмотренных ГОСТами или ТУ заводов – изготовителей, м.

Приняв по вышеизложенному правилу, вычисляем сумму:

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

$$\sigma_{\text{ПР.Н}} = -\alpha_t E \Delta t + 0,3 \frac{n_p P (D_H - 2\delta_{H1})}{2\delta_{H1}} = -46,23 \text{ МПа}, \quad (4.1.1.9)$$

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

В противном случае, (сжимающие напряжения, т.е. термические напряжения по модулю больше продольных напряжений от внутреннего давления) величина  $\delta$  корректируется по формуле:

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

где  $\psi_1$  – 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  $\psi_1$  ( $0 < \psi_1 < 1$ ) вычисляется по формуле:

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 6,3 \cdot 10^6 \cdot 1,020}{2(0,88 \cdot 218,57 \cdot 10^6 + 1,15 \cdot 6,3 \cdot 10^6)} = 0,01857 \text{ м} = 18,57 \text{ мм},$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - \frac{0,75(|\sigma_{\text{ПР.Н}}|)}{R_1^2} - \frac{0,5|\sigma_{\text{ПР.Н}}|}{R_1}} \quad (4.1.1.11)$$

$$\psi_1 = -0,75 \left( \frac{46,23}{218,57} \right)^2 - 0,5 \cdot \frac{46,23}{218,57} = 0,88$$

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  $\delta_H = 19$ .

Согласно п. 8.22\* [15], толщину стенки труб, определенную по формулам (4.1.1.1) и (4.1.1.10), следует принимать не менее  $1/140 D_H$ , но не менее 3 мм для труб  $D_y \leq 200$  мм и не менее 4 мм для труб  $D_y > 200$  мм.

При этом принятая толщина стенки  $\delta_H$  должна удовлетворять условию:

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

где  $\delta_{\text{МИН}}$  – минимальная толщина стенки, которая согласно п. 13.16 находится из условия:

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

$$P_{И} = \frac{2\delta_{\text{МИН}}R}{D_{\text{ВН}}} \geq P, \quad (4.1.1.13)$$

откуда следует, что

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

где  $P_{И}$  – заводское гидростатическое испытательное давление, Па;

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

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

Расчетное значение напряжения, принимается равным 95%  $R^H_2$ .

#### 4.1.2 Расчет геометрических параметров трубы

Приняв окончательно номинальную толщину стенки трубы  $\delta_H$ , необходимо подсчитать геометрические параметры трубы:

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

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

$$\frac{\delta_H}{R_{\text{СР}}} = \frac{19}{500,5} = 0,037962;$$

– отношение номинальной толщины стенки к радиусу срединной поверхности;

$F_s$  – площадь поперечного сечения стенки трубы,  $\text{м}^2$ :

$$F_s = \frac{\pi}{4} (D_H^2 - D_{\text{ВН}}^2) = 2\pi R_{\text{СР}} \delta_H \quad (4.1.2.2)$$

$$F_s = 2\pi \cdot 0,5005 \cdot 0,019 = 0,05972 \text{ м}^2;$$

где  $J$  – осевой момент инерции поперечного сечения трубы при ее изгибе,  $\text{м}^4$ :

$$J = J_{\text{ХХ}} = J_{\text{ХУ}} = \frac{\pi}{64} (D_H^4 - D_{\text{ВН}}^4) \quad (4.1.2.3)$$

$$J = \frac{\pi}{64} (1,02^4 - 0,982^4) \approx \pi R_{\text{СР}}^3 \delta_H = 0,0074826$$

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

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

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

### 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 следует проверять (в зависимости от условий строительства на данном участке) по условию [16]:

$$Q_{АКТ} \leq \frac{1}{k_{Н.В}} Q_{ПАС}, \quad (4.1.3.1)$$

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

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

$k_{Н.В}$  – 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 [4], 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  $Q_{АКТ}$  и  $Q_{ПАС}$  и перегруппировки членов принимает вид:

$$B = q_{БАЛ.В}^H = \frac{1}{n_B} \left[ k_{Н.В} \cdot (q_B + q_{ИЗГ} + P_y) + \frac{P^X}{F_{Т.В} - q_{ТР} - q_{ДОП}} \right], \quad (4.1.3.2)$$

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

где  $B = q_{\text{БАЛ.В}}^{\text{Н}}$  - 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:

$$q_B = \frac{\pi}{4} D_{\text{Н.И}}^2 \gamma_{\text{В}} g \quad (4.1.3.3)$$

$$q_B = \frac{\pi}{4} 1,0858^2 \cdot 1075 \cdot 9,8067 = 9756,65 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

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

$$D_{\text{Н.Ф}} = D_{\text{Н}} + 2(\delta_{\text{ИЗ}} + \delta_{\text{Ф}}) \quad (4.1.3.4)$$

$$D_{\text{Н.Ф}} = 1,02 + 2(0,0029 + 0,03) = 1,0858 \text{ м};$$

Наружный диаметр трубы равен 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;

$\gamma_{\text{В}} = 1075 \text{ кг/м}^3$  – плотность воды с учетом растворенных в ней солей и наличия взвешенных частиц, кг/м<sup>3</sup>

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

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

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

$\delta_{\text{ИЗ}}$ ,  $\delta_{\text{Ф}}$  – толщина слоя соответственно изоляции и футеровки, м:

$$\delta_{\text{ИЗ}} = k_{\text{ИЗ}}(\delta_{\text{И.П}} + \delta_{\text{ОБ}}); \quad (4.1.3.5)$$

$$\delta_{\text{ИЗ}} = 2,3(0,635 + 0,635) = 2,921 \text{ мм} = 0,0029 \text{ м},$$

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

$k_{\text{ИЗ}}$  – 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/м<sup>3</sup>.
2. Конструкция защитных покрытий применяется по ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» [22].
3. Толщина футеровки  $\delta_{\text{Ф}}$  принимается равной:
  - 20 мм – для трубопроводов  $D_{\text{н}} \leq 426$  мм, когда футеровку осуществляют деревянными рейками сечением: толщина×ширина=20×50 мм;
  - 30 мм – для трубопроводов  $D_{\text{н}} > 426$  мм – рейками сечением: толщина×ширина=30×60 мм или речно-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

					Расчетная часть	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

при укладке незабалластированного трубопровода способом свободного 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 <sup>2</sup> , кг/м <sup>2</sup>	Плотность материала изоляционного покрытия (обертки) $\gamma_{и.п.}$ , $\gamma_{об.}$ , кг/м <sup>3</sup>
<b>Отечественные изоляционные материалы</b>			
Летняя ПШЛ, 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
<b>Импортные изоляционные ленты</b>			
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
<b>Импортные обертки</b>			
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  $n_{с.в}=0,95$ :

$$q_{тр} = q_M + q_{из} + q_{\phi} = 4367,48 + 90,64 = 4458,12 \frac{H}{M}; \quad (4.1.3.6)$$

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

$$q_M = n_{с.в} \gamma_M g F_{\delta}; \quad (4.1.3.7)$$

$$q_M = 0,95 \cdot 7850 \cdot 9,80665 \cdot 0,059720 = 4367,48 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

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

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

$$q_{из} = q_{и.п} + q_{об} = n_{с.в.} \cdot q_{из}^H \cdot (q_{и.п}^H + q_{об}^H) = n_{с.в.} \cdot k_{из} \cdot g \cdot \pi(D_H + \delta_{из}) \cdot (\gamma_{и.п} \delta_{и.п} + \gamma_{об} \delta_{об}) \quad (4.1.3.8)$$

$$q_{из} = 0,95 \cdot 2,3 \cdot 9,80665 \cdot 3,14 \cdot (1,02 + 0,002921) \cdot (1046 \cdot 0,635^{-3} + 1028 \cdot 0,635^{-3}) = 90,64 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

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



Рисунок 4.1.3.1 – Футеровка трубопровода деревянными рейками

При расчете устойчивости против всплытия подводного трубопровода, пересекающего болта III типа, вертикальная и горизонтальная составляющие силового гидродинамического воздействия потока воды на трубу в процессе

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

укладки трубопровода на дно траншеи не учитывается так как течение на болотах III типа отсутствует.

$$B = q_{\text{БАЛ.В}}^{\text{Н}} = \left[ k_{\text{Н.В}}(q_{\text{В}} + q_{\text{ИЗГ}} + P_{\text{У}}) + \frac{P_{\text{Х}}}{\frac{f_{\text{Т.В}} - q_{\text{ТР}} - q_{\text{ДОП}}}{n_{\text{Б}}}} \right] \quad (4.1.3.9)$$

$$B = \frac{[1,05(9756,65 + 0 + 0) + 0 - 4367,48 - 0]}{0,9} = 6429,29 \text{ Н/м}$$

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

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	90	137	184	110	30	40	295	1,49	3580
		0	0	0	0	0	0			

Для балластировки нефтепровода с  $D_{\text{н}}=1020$  мм подходят железобетонные утяжелители марки УБК 1020-24-2.

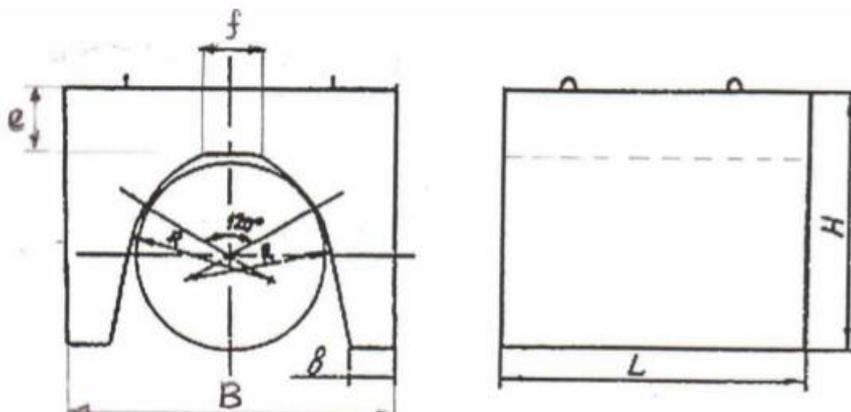


Рис. 4.1.3.2 – Железобетонный утяжелитель типа УБК 1020-9А Расстояние между одиночными пригрузами

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

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:

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

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

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

## 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Большая часть нефтепроводов России находится в районах распространения болот, где имеет место низкая несущая способность грунта. Проведение аварийно-восстановительных работ в такой местности, как правило, занимает в 2-3 раза больше времени, чем при устойчивом грунте, и, как следствие, требует больших материальных затрат.

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 в болотистой местности. Комплекс включает технические средства, обеспечивающие сооружение подъездных путей и ремонтных площадок; создание ремонтного котлована вокруг поврежденного участка; проведение ремонтных работ. Применение комплекса технических средств позволяет повысить производительность труда ремонтных работ, сократить сроки на ликвидацию.

Для достижения оптимальных результатов первостепенной задачей становится качество проведения аварийно-восстановительных работ, которое оценивается по следующим показателям:

- время проведения работ;
- отвод воды и болотной массы;
- экономические показатели (стоимость работ, расходных материалов, количество рабочих).

					Обеспечение выполнения аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот с применением технологий замораживания грунта			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Казанцев М.А.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					85	110
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

В данном разделе рассчитаны экономические показатели проведения работ с использованием технологии искусственного замораживания грунта с помощью жидкого азота, и приведено сравнение с технологией, при которой в качестве хладагента используется рассол.

### 5.1 Техничко-экономические показатели АКДС – 70М

Автомобильная кислорододобывающая станция АКДС-70М предназначена для получения в полевых условиях из атмосферного воздуха жидкого технического азота.

Самыми характерными достоинствами данной станции являются:

- размещение оборудования в комфортабельных фургонах-контейнерах;
  - возможность перебазирования любым видом транспорта;
  - малая длительность монтажно-демонтажных работ;
  - автономная система охлаждения компрессоров;
  - возможность работы с передвижной электростанцией
- обеспечивают работоспособность станции в полевых условиях и позволяют ее использовать в малоосвоенных и труднодоступных регионах;
- себестоимость по электроэнергии на 1 баллон = (стоимость 1 кВт x 200 кВт)/16 баллонов = 20 руб.

Технические характеристики автомобильной кислородной станции АКДС-70М указаны в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1 – Технические характеристики автомобильной кислородной станции АКДС – 70М

Количество перерабатываемого воздуха (м <sup>3</sup> /ч)	480
Производительность	
– по жидкому кислороду (кг/ч)	70
– по газообразному кислороду (м <sup>3</sup> /ч)	70
– по жидкому азоту (кг/ч)	70
– по газообразному азоту (м <sup>3</sup> /ч)	100
Чистота продуктов разделения воздуха (содержание кислорода), %:	
– кислорода	99,2
– азота	1
Давление газообразных продуктов, МПа (атм)	до 400
Потребляемая мощность (кВт)	до 200
Режим запуска/работы АКДС – 70М	

Продолжение таблицы 5.1.1

Продолжительность пускового периода	не более 5 ч
Отогрев блока разделения	не более 6 ч
Продолжительность рабочей кампании	20 суток
Технический ресурс АКДС – 70М	
До первого капитального ремонта	12000 ч
Межремонтный ресурс	9600 ч
Срок службы до списания	31000 ч
Габаритные размеры, м	
– компрессорное отделение	9,77 x 2,795 x 3,64
– технологическое отделение	9,77 x 2,795 x 3,63
Масса, т:	
– компрессорное отделение	19,5
– технологическое отделение	18,6

## 5.2 Расчет материальных затрат

Рассчитаем объем замороженного грунта с учетом диаметра нефтепровода и длины ремонтного котлована. (табл. 5.2.1) Учитывая то, что для замораживания 1 м<sup>3</sup> грунта потребуется около 600 кг жидкого азота, рассчитаем необходимое количество хладагента (табл. 5.2.2).

Таблица 5.2.1 – Объем замороженного грунта, м<sup>3</sup>

Длина ремонтного котлована, м.	Наружный диаметр трубопровода D <sub>н</sub> , мм.					
	530	630	720	820	1020	1220
4	7,92	7,92	8	8	8,08	8,16
5	12,4	12,4	12,5	12,5	12,6	12,8
6	17,76	17,88	18	18	18,24	18,36
7	24,22	24,36	24,5	24,5	24,78	25,06
8	31,68	31,84	32	32	32,32	32,64
9	39,96	40,14	40,32	40,5	41,04	41,4
10	49,4	49,6	49,8	50,2	50,6	51
11	59,84	60,06	60,28	60,72	61,16	61,82
12	71,28	71,52	71,76	72,24	72,72	73,44
13	83,46	83,98	84,24	84,76	85,54	86,32

Таблица 5.2.2 – Требуемое количество жидкого азота, т

Длина ремонтного котлована, м.	Наружный диаметр трубопровода D <sub>н</sub> , мм.					
	530	630	720	820	1020	1220
4	4,75	4,75	4,80	4,80	4,85	4,90
5	7,44	7,44	7,50	7,50	7,56	7,68
6	10,66	10,73	10,80	10,80	10,94	11,02
7	14,53	14,62	14,70	14,70	14,87	15,04

Продолжение таблицы 5.2.2

8	19,01	19,10	19,20	19,20	19,39	19,58
9	23,98	24,08	24,19	24,30	24,62	24,84
10	29,64	29,76	29,88	30,12	30,36	30,60
11	35,90	36,04	36,17	36,43	36,70	37,09
12	42,77	42,91	43,06	43,34	43,63	44,06
13	50,08	50,39	50,54	50,86	51,32	51,79

Производительность одной станции 70 кг/ч, следовательно, суточная производительность составит  $70 \cdot 24 = 1680$  кг/сут, двух станций – 3360 кг/сут. Количество времени, требуемое для полного замораживания грунта при работе двух станций приведено в таблице 5.2.3.

Таблица 5.2.3 – Время необходимое для полного замораживания грунта, при работе двух станций, сут

Длина ремонтного котлована, м.	Наружный диаметр трубопровода $D_n$ , мм.					
	530	630	720	820	1020	1220
4	1,41	1,41	1,43	1,43	1,44	1,46
5	2,21	2,21	2,23	2,23	2,25	2,29
6	3,17	3,19	3,21	3,21	3,26	3,28
7	4,33	4,35	4,38	4,38	4,43	4,48
8	5,66	5,69	5,71	5,71	5,77	5,83
9	7,14	7,17	7,20	7,23	7,33	7,39
10	8,82	8,86	8,89	8,96	9,04	9,11
11	10,69	10,73	10,76	10,84	10,92	11,04
12	12,73	12,77	12,81	12,90	12,99	13,11
13	14,90	15,00	15,04	15,14	15,28	15,41

Таким образом, можно рассчитать время, за которое грунт будет подготовлен для ремонтно-восстановительных работ, и учесть его при планировании. Количество станций можно увеличить в зависимости от срочности работ. Как правило, аварийно-восстановительные работы требуют большего количества станций, чем при плановых ремонтных работах.

Для расчетов примем диаметр трубопровода равным 1020 мм и длину ремонтного котлована – 12 м. Учитывая данные таблиц 5.2.1 – 5.2.3 определим материальные затраты на производство (табл. 5.3.1).

Таблица 5.2.4 – Материальные затраты

Производительность двух станций, кг/сут	3360
Требуемое количество жидкого азота, т.м	43,63
Количество времени необходимое для полного замораживания грунта, при работе двух станций, сут.	12,99
Стоимость производства двумя станциями 1 кг азота, руб.	5
Итого – стоимость производства требуемого количества азота, руб.	218150

### 5.3 Расчет заработной платы

Заработная плата складывается из основной и дополнительной составляющей и включает в себя следующие пункты:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.;
- начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах Крайнего Севера и др.
- суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

Болотистая местность в большинстве случаев находится в районах Крайнего Севера или приравненных к ним, поэтому при расчетах учитываем повышающий коэффициент 1,3.

Надбавки по районным коэффициентам и заработная плата представлены в таблицах 5.3.1 и 5.3.2.

Таблица 5.3.1 – Надбавки по районным коэффициентам

Надбавка	Должность	Сумма, руб.
Северная надбавка в размере 1,3 от заработной платы.	Машинист АКДС – 70М	21216
	Машинист буровой машины	5366,4
	Стропальщик	2527,2
	Машинист самосвала	5304
	Машинист экскаваторщик	5865,6
	Линейный трубопроводчик	13977,6
	<b>ИТОГО</b>	<b>54256,8</b>

Таблица 5.3.2 – Расчет основной заработной платы

Должность	Кол-во	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Часовая тарифная ставка	Районный коэфф-т	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Машинист АКДС – 70М	2	320	85	1,3	70720
Машинист буровой машины	2	80	86	1,3	17888
Стропальщик	1	80	81	1,3	8424
Машинист самосвала	1	160	85	1,3	17680
Машинист экскаваторщик	2	80	94	1,3	19552
Линейный трубопроводчик	2	160	112	1,3	46592
<b>ИТОГО</b>	<b>10</b>				<b>180856</b>

#### 5.4 Расчет затрат на специальное оборудование

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая линейную амортизацию их активной части.

Расчет амортизационных отчислений производится по формуле 5.3.1:

$$K = \frac{1}{n} \cdot 100\% , \quad (5.4.1)$$

где K – норма амортизации в процентах к первоначальной стоимости объекта;

n – срок полезного использования объекта (в месяцах).

Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 5.3.3.

Таблица 5.4.1 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Гарантийный срок эксплуатации (мес.)	Количество	Балансовая стоимость, млн. руб.		Сумма ежемесячной амортизации, руб.
			одного объекта	всего	
Мобильная станция АКДС – 70М	120	2	5600	11,320	93333
Трубоукладчик «KOMATSU D155»	180	2	8,500	17,000	94444
Экскаватор «Hitachi zx330»	180	2	4,350	8,700	48333
Бульдозер «Т – 170»	120	1	2,700	2,700	22500
<b>ИТОГО</b>		<b>9</b>			<b>258610</b>

### 5.5 Расчет общих затрат на проведение работ

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия, результаты представлены в таблице 5.5.1. Отчисления на социальные нужды – 30,5% от ФОТ (22% ПФР + 2,9% ФСС + 5,1% ФОМС +0,5%).

Таблица 5.5.1 – Общие затраты

Состав затрат	Сумма затрат, тыс. руб.
1. Материальные затраты	218150,0
2. Затраты на оплату труда (включая северную надбавку)	235112,8
3. Отчисления на социальные нужды	71709,4
4. Амортизационные отчисления	258610,0
<b>Итого основные расходы</b>	<b>783582,2</b>
Накладные расходы (40% от основных)	313432,9
<b>Всего затраты на работы по замораживанию грунта</b>	<b>1097015,1</b>

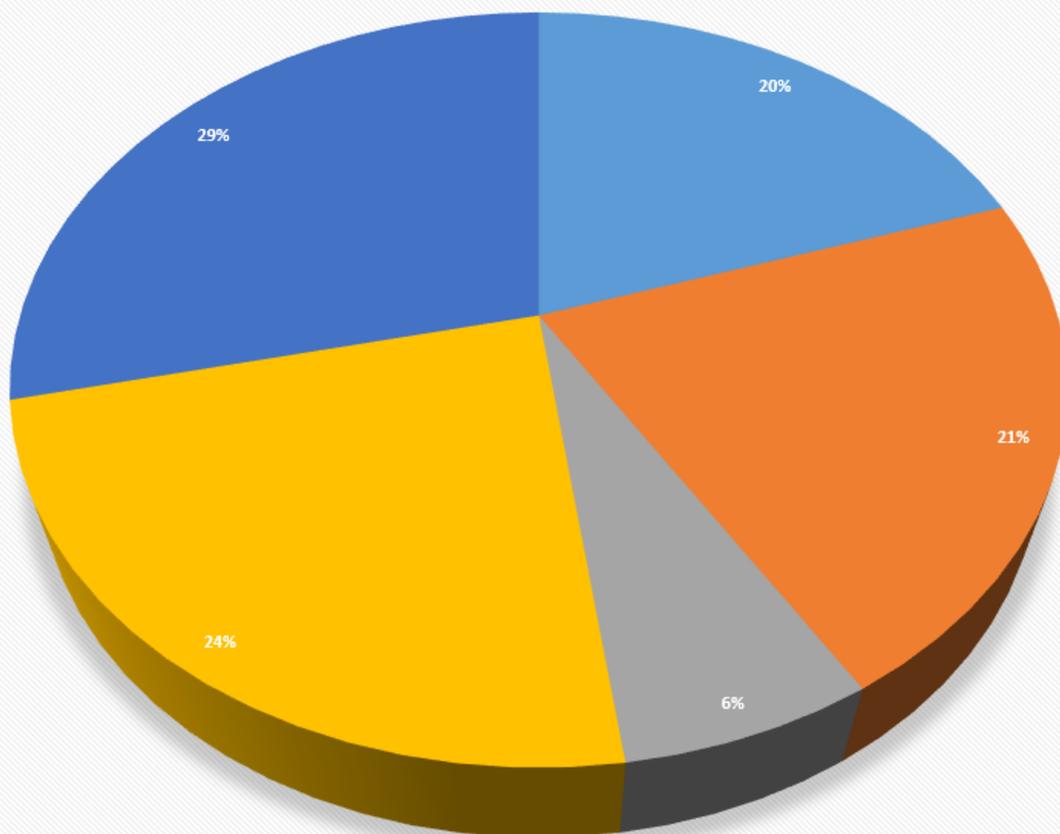


Рисунок 5.5.1 – Структура затрат

На структуре затрат синим показаны накладные расходы (40% от основных), оранжевым – затраты на оплату труда (включая северную надбавку), желтым – амортизационные отчисления, голубым – материальные затраты, серым – отчисления на социальные нужды.

## Заключение

Из рассчитанных данных можно сделать вывод, что применение технологии замораживания грунта с использованием жидкого азота является дорогостоящей операцией, но в экстренных ситуациях и трудных условиях прокладки нефтепровода имеет место быть. Главным преимуществом технологии является обеспечения устойчивости грунта и защиты от проникновения воды при строительстве ремонтного котлована. Скорость выполнения работ, благодаря этой технологии, позволяет сократить рабочее время, следовательно, снизить затраты на заработную плату.

Замораживание грунта ведет к его укреплению на 14-21 сутки, в течение которых не требуется проводить повторную процедуру. При использовании двух станций время работ сокращается до 13-ти суток, а общие затраты составят 1,1 млн. руб. Стоимость аналогичных работ, где в качестве хладагента взят рассол, составит 2,35 млн. руб., что на 53,5% дороже. Такая разница объясняется тем, что закачивание рассола должно происходить периодически, то есть его расход больше, чем у жидкого азота.

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

## 6 Социальная ответственность

При проведении работ на линейной части нефтепровода необходимо большое внимание уделять производственной и экологической безопасности, а также социальной ответственности. Социальная ответственность – ответственность организации перед сотрудниками, учитывающая их интересы и вопросы безопасности, а также перед обществом – в вопросах экологии.

Нефтепровод, проложенный на сложных геологических участках в условиях болот имеет повышенную степень опасности для окружающей среды. Сущность аварийно-восстановительных работ заключается в разработке траншеи и укреплении грунта жидким азотом для удобства проведения работ.

Учитывая все условия имеются высокие риски возникновения аварий на нефтепроводе. А так как нефтепровод проложен в подземном исполнении, то аварии на нем приводят к экологическим последствиям.

### 6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые

					Обеспечение выполнения аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот с применением технологий замораживания грунта			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Казанцев М.А.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					94	110
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах Крайнего Севера - 24 календарных дня; в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера - 16 календарных дней.

Особенности работы вахтовым методом прописаны в Главе 7 ТК РФ [23]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не допускаются беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет; работники в возрасте до восемнадцати лет. Также не допускаются лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В редких случаях продолжительность может быть увеличена до трех месяцев. Период вахты включает в себя время выполнения работ и время междусменного отдыха.

### **6.1.1 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны.**

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала. Рабочей зоной является участок нефтепровода, который проходит в болотистой местности.

Машины и механизмы должны обеспечивать максимальную механизацию и автоматизацию основных и вспомогательных производственных операций, снижение тяжести и напряженности труда.

Конструкция органов управления, расположение и компоновка пульта должна учитывать антропометрические характеристики двигательного аппарата человека ГОСТ 12.2.049-80 [24].

Элементы, находящиеся под напряжением должны быть заземлены, ремонтные конструкции закреплены, для обеспечения безопасности

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

сотрудника необходимо использовать спецодежду, защитные перчатки, очки и каску

## 6.2 Производственная безопасность.

Магистральные трубопроводы, проложенные в Сибири, на значительном протяжении пересекают болота и заболоченные участки. Эксплуатация магистральных нефтепроводов на заболоченных участках – сложная инженерная задача, поскольку она осуществляется в условиях избыточного увлажнения грунтов при их очень низкой несущей способности. Выявленные согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [25] опасные и вредные факторы приведены в таблице 1.

Таблица 6.2.1 - Возможные опасные и вредные факторы.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Подготовка к работе	Устранение аварии	Завершение работ	
1. Повышенный уровень шума и вибрации	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [26]; СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение [27]; ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [28]; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [29]; ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов [30]; ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [31].
2. Недостаточная освещенность	+	+	+	
3. Отклонения показателей климата на открытом воздухе	+	+	+	
4. Запыленность и загазованность рабочей зоны	-	+	+	
5. Движущиеся машины и механизмы	-	+	-	
6. Электрическая дуга и искры при сварке	-	+	-	
7. Попадание жидкого азота в организм	-	+	-	
8. Поражение электрическим током	-	+	-	

## **6.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия**

### **Повышенный уровень шума и вибрации**

При аварийно-восстановительных работах на нефтепроводе, шум и вибрации могут создаваться работающими транспортом и оборудованием – кранами-трубоукладчиками, экскаватором, шлифовальной машинкой. В соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 [26] устанавливается эквивалентный уровень звука равный 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с октавными 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 вкладыши);
- соблюдение режима труда и отдыха;
- использование дистанционного управления при эксплуатации шумящего оборудования и машин.

Допустимые значения параметров транспортной, транспортно-технологической и технологической вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-90 [32]. 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
- до 6 дБ – 60-80 мин;
- до 9 дБ – 30-40 мин;
- до 12 дБ – 15-40 мин;

					Социальная ответственность	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- при превышении более 12 дБ запрещается проводить работы и применять оборудование, генерирующее такую вибрацию.

### **Недостаточная освещенность**

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.

### **Отклонение показателей климата на открытом воздухе**

Постоянное отклонение метеоусловий на рабочем месте от нормальных параметров приводит к перегреву или переохлаждению человеческого организма и связанным с ними негативным последствиям:

- при перегреве – к обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, резкой слабости, головокружению, появлению судорог, а в тяжелых случаях – возникновению теплового удара;
- при переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и др.

СИЗ должны подбираться с учетом профессии, условий труда в соответствии с правилами обеспечения работников исправной спецодежды и спецобуви с защитой от холода, рукавицы, головные уборы, имеющих теплоизоляцию, защитные очки и каски.

Работы по восстановлению нефтепровода ведутся в различных погодных условиях от минус 45°С до плюс 40°С.

Работающие на открытой территории в условиях болот в летний период должны быть обеспечены специальной одеждой, обувью, средствами защиты рук, головы, лица и глаз, а также средствами для защиты от насекомых.

					Социальная ответственность	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Работающие в зимний период должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, обувью, перчатками. Также работники должны иметь возможность периодически находиться в теплом помещении.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются

Таблица 6.2.2 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

### **Запыленность и 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 сильное токсическое действие на организм человека. Свойства их определяются химической структурой и агрегатным состоянием. Ядовитые вещества проникают в организм человека через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт, кожный покров. На участки кожи яды могут оказывать локальное болезненное воздействие.

В случае превышения нормативных показателей, (таблица 6.2.3) следует предусмотреть средства коллективной (специально отведенные помещения или система вентиляции) и индивидуальной защиты (противогазы, фильтрующие гражданские противогазы (ГП)-5 или противогазы шланговые (ПШ)-2).

Таблица 6.2.3 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Бензол	15	II
Сера	6	IV
Серы диоксид SO <sub>2</sub>	10	III
Сероводород H <sub>2</sub> S	10	II
Сероводород в смеси с углеводородами	3	III
Толуол	50	III
Углеводороды C <sub>1</sub> – C <sub>10</sub>	300	IV
Углерода оксид CO	20	IV

### 6.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

#### Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При несоблюдении техники безопасности травму можно получить и при движении машин и механизмов. Невнимательность и отсутствие защитных средств приводит к ушибам, переломам и вывихам различных частей тела человека.

Работник, при движении техники в зоне проведения работ, обязан носить головной убор (каска). Находиться в зоне работы техники (котловане, приямке) недопустимо. По полосе движения техники и подвижного оборудования должны находиться предупреждающие таблички, которые информируют об опасности.

#### Электрическая дуга и искры при сварке

Электросварщик в процессе своей трудовой деятельности подвергается комплексному действию целого ряда вредных и опасных производственных факторов химической и физической природы: инфракрасное излучение, брызги и искры расплавленного шлака и металла, сварочный аэрозоль.

Чтобы избежать описанного негативного действия производственных факторов, характерных для электросварки, следует не допускать облучения

сварочной дугой открытых участков кожи и глаз, защищать их от попадания брызг и искр шлака и металла и, наконец, препятствовать попаданию сварочного аэрозоля в дыхательные органы.

Работники, занятые производством электросварочных и газопламенных работ, должны обеспечиваться средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, специальной обувью, очками, сварочной маской и другими средствами индивидуальной защиты. Применяемые средства индивидуальной защиты должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.4.011-89 [31].

### **Попадание жидкого азота в организм**

Работы включают в себя взаимодействие с жидким азотом, который согласно ГОСТ 12.1.007-76 [29] относится ко 2-му классу опасности.

При увеличении концентрации азота в воздухе происходит нарушение ритма дыхания, учащается пульс, затем — нарушение сознания, снижение чувствительности, теряется способность двигаться, появляется тошнота и рвота, отключается сознание, и через несколько минут наступает смерть. Особая опасность заключается в том, что это происходит безболезненно и человек не осознает свое состояние.

Работы с жидким азотом должны производиться с использованием средств индивидуальной защиты:

- костюм хлопчатобумажный;
- рукавицы защитные;
- ботинки кожаные;
- очки защитные;
- куртка хлопчатобумажная на утепляющей подкладке.

### **Поражение электрическим током**

Источником поражения током является: электрические провода, вспомогательное оборудование работающие от электричества

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

- инструктаж по электробезопасности;
- установка оградительных устройств;
- изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль; согласно ПУЭ сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 - 10 Ом·м;
- защитное заземление, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов.

Все металлические корпуса сварочных аппаратов должны быть надежно заземлены. Электрическая проводка должна обязательно иметь неповрежденную изоляцию. Розетки и вилки должны быть исправными. Около розеток обязательно должна быть надпись о величине напряжения.

Для защиты от поражения электрическим током необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

### **6.3 Экологическая безопасность**

Аварийно-восстановительные работы сопровождаются негативным влиянием на экологию, поэтому при их проведении необходимо учесть все факторы, чтобы его снизить.

При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

#### **Защита атмосферы.**

При разгерметизации аварийного участка нефтепровода, легкие нефтепродукты в значительной степени разлагаются и испаряются еще на поверхности почвы. Путем испарения из почвы удаляется от 20 до 40 % легких фракций нефти. Летучих углеводородов, входящих в состав нефти и нефтепродуктов, окислов азота и ультрафиолетового излучения приводит к

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

образованию смога. В таких случаях количество серьезно пострадавших может составлять тысячи человек.

Мероприятия по защиты атмосферы от загрязнения:

- Снижение температуры нефти и нефтепродуктов;
- улучшение герметизации емкостей;
- применение установки улавливающие пары углеводородов.

#### **Защита литосферы.**

Аварии на нефтепроводе сопровождаются разливом нефти. Нефть при попадании в почву оказывает влияние на водно-физические свойства почв. Они ухудшают свойства почв из-за цементации порового пространства, что ведет к нарушению влагообмена почвы на долгий срок.

К мероприятиям по защите литосферы можно отнести внесение минеральных удобрений, извести, рыхление почвы, для улучшения доступа кислорода и окисления нефти и нефтепродуктов.

#### **Защита гидросферы.**

В общем случае причинами аварийных разливов нефти на линейных трубопроводах могут являться:

- разгерметизация трубопроводов;
- наружная и внутренняя коррозия;
- разрушения под воздействием температурных деформаций.

В воде нефтепродукты могут подвергаться одному из следующих процессов: ассимиляции водными организмами, повторной седиментации, эмульгированию, образованию нефтяных агрегатов, окислению, растворению и испарению.

Мероприятия по защите гидросферы:

- Применение нефтесборщиков;
- Сорбентов;
- боновых заграждений.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

## 6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Причины возникновения чрезвычайных ситуаций на трассе нефтепровода могут быть разнообразны: лесные пожары, аварии, ошибки персонала, старение оборудования, удар молнии и т.д.

Наиболее опасной 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

Порядок действий в результате возникновения ЧС на магистральных нефтепроводах и меры по ликвидации проводятся в следующей организационно-технологической последовательности:

- сооружение земляного амбара и сбор в него нефти;
- подготовка ремонтной площадки и размещение на ней технических средств;
- вскрытие аварийного участка нефтепровода и сооружение ремонтного котлована;
- освобождение аварийного участка нефтепровода от нефти;
- вырезка дефектного участка нефтепровода;
- герметизация (перекрытие) внутренней полости нефтепровода;
- монтаж и сварка катушки;
- заварка контрольных отверстий и отверстий для отвода нефти;
- контроль качества сварных швов;
- пуск нефтепровода, вывод его на эксплуатационный режим;
- изоляция отремонтированного участка нефтепровода;
- засыпка нефтепровода, восстановление обвалования.

### Вывод

В данном разделе были проанализированы возможные вредные и опасные факторы, которые способны нанести ущерб здоровью человека и

					Социальная ответственность	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

окружающей среде. Соблюдение необходимых мер безопасности позволит снизить влияние данных факторов на здоровье работника и предупредить возникновение ЧС. Также нужно особое внимание уделить вопросам экологической безопасности, так как в процессе аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе оказывается значительное влияние на окружающую среду.

ремонтного котлована:

- необходимое количество замораживающих колонок;
- объем замороженного грунта по периметру котлована;
- масса жидкого азота, необходимая для заморозки грунта;
- время замораживания грунта;
- количество станций, для замораживания грунта.

Метод замораживания грунта используется при строительстве шахт и тоннелей при правильном использовании в сочетании с отводом воды, этот метод может быть эффективной альтернативой использованию шпунтов и РГК. Также данным методом можно воспользоваться при строительстве временных амбаров на болотах.

					Социальная ответственность	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Заключение

В данной выпускной квалификационной работе была рассмотрена возможность использования метода замораживания грунта для повышения несущей способности грунта и защиты от проникновения грунтовых вод при строительстве ремонтного котлована для проведения ремонтных работ магистрального нефтепровода в условиях болот и обводненной местности.

Была изучена нормативно-техническая документация по строительству, сооружению и эксплуатации нефтепроводов

Проведен анализ методов повышения устойчивости грунта при ремонтных работах. За основу выбраны методы повышения устойчивости грунта при строительстве туннелей и шахт. Основными являются 4 способа: укрепление грунтов способом цементации, химическое закрепление грунтов (силикатизация), битумизация и искусственное замораживание грунтов. Из вышеописанных методов выбран и обоснован метода искусственного низкотемпературного замораживания грунта с использованием жидкого азота, так как данная технология требует меньших затрат, чем при использовании в качестве хладагента рассола.

В результате анализа средств доставки и производства жидкого азота, оценки их достоинств и недостатков, был выбран наиболее применимый к условию болот - Автомобильная кислорододобывающая станция АКДС-70М. Количество станций зависит от длины котлована и срочности ремонтных работ. При малых объемах работ жидкий азот можно доставлять в специальных цистернах.

Были рассчитаны параметры замораживания грунтов жидким азотом, для сооружения ремонтного котлована на магистральном нефтепроводе с наружным диаметром 1020 мм и углом откоса 63 градуса при различной длине

					Обеспечение выполнения аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот с применением технологий замораживания грунта			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Казанцев М.А.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					106	110
Консульт.						ТПУ гр. 2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

ремонтного котлована:

- необходимое количество замораживающих колонок;
- объем замороженного грунта по периметру котлована;
- масса жидкого азота, необходимая для заморозки грунта;
- время замораживания грунта;
- количество станций, для замораживания грунта.

Метод замораживания грунта используется при строительстве шахт и тоннелей при правильном использовании в сочетании с отводом воды, этот метод может быть эффективной альтернативой использованию шпунтов и РГК. Также данным методом можно воспользоваться при строительстве временных амбаров на болотах.

					Заключение	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### Список использованных источников

1. РД 153-39.4-114-01 «Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах»; – Введ. 2002-02-20. – М.: Госгортехнадзор, 2001.
2. СП 36.13330.2012. Свод правил «Магистральные трубопроводы». Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*. – Введ. 2013-07-01.
3. Волчков С.В., Прусенко Б.Е., Сажин Е.Б. и др. Анализ причин аварий на промысловых нефтепроводах Западной Сибири. Сборник научных трудов «Морские и арктические нефтегазовые месторождения и экология», - М, РАО Газпром, 1996, с.26.
4. СНиП III-42-80\* (2000). Магистральные трубопроводы.
5. РД 39-110-91 Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.
6. РД 153-39.4Р-130-2002\* Регламент по вырезке и врезке "катушек".
7. Иванова К.Е. Болота Западной Сибири, их строение и гидрологический режим / Под. ред. К.Е. Иванова, С.М. Новикова. – Л.: Гидрометеоиздат, 1976. – 446 с.
8. Гумеров А.Г., Зубаиров А.Г., Векштейн М.Г., Гумеров Р.С., Азметов Х.А, Капитальный ремонт подземных нефтепроводов. - М.: 000 "Недра-Бизнесцентр", 1999. - 525 с.: ил. ISBN 5-8365-0013-4.
9. РД-13.020.00-КТН-020-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Ликвидация аварий и инцидентов. Организация и проведение работ». Введ. 2014-03-11. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 1997.

					Обеспечение выполнения аварийно-восстановительных работ на нефтепроводе в условиях болот с применением технологий замораживания грунта			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Казанцев М.А.			Список использованных источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Крец В.Г.					108	110
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.						

10. РД 13.100.00-КТН-225-06 «Система организации работ по охране труда на нефтепроводном транспорте». – Введ. 09.06.2006 г. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2000.

11. РД-23.040.00-КТН-073-15. Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры. подключение участков магистральных трубопроводов.

12. РД 39-30-499-80 Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов.

13. Дорман Я.А., Искусственное замораживание грунтов при строительстве метрополитенов, М., 1971.

14. Кнаупе В. "Устройство котлованов и водопонижение" Перевод с немецкого М.Ф. Губина Под ред. канд. техн. наук В.Н. Бурлакова и канд. техн. наук В.В. Сорокина М: Стройиздат, 1988.

15. СНиП 2.05.06-85\* (2000). Магистральные трубопроводы.

16. Каталог технических средств для аварийно-восстановительных работ на магистральных нефтепроводах. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1983.

17. Гумеров А.Г., Азметов Х.А., Гумеров Р.С., Векштейн М.Г. Аварийновосстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / Под ред. А.Г. Гумерова. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1998. - 271 с.

18. РД 39-00147105-006-97 Инструкция по рекультивации земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонтах магистральных нефтепроводов.

19. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Метод. указания. Томск.- Изд. ТПУ, 2002.-35 с.

20. Трупак Н. Г., Замораживание горных пород при проходке стволов, М., 1954 г.

21. Логинов Н.Е., Хорошев П.И.. Торфяные ресурсы Западно-Сибирской равнины. – Л.:Геолторфразведка, 1972.-197 с.

22. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

					Список использованных источников	Лист
						109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

23. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

24. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

25. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

26. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

27. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение;

28. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

29. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

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

31. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

32. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

					Список использованных источников	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		