

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

---

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Отделение нефтегазового дела

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
«Исследование работы нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов»

УДК 622.692.4:551.345

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Леонов Д.А.		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент				

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР  
 \_\_\_\_\_ Бурков П.В.  
 (Ф.И.О.) (Подпись) (Дата)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации
--------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Леонову Дмитрию Андреевичу

Тема работы:

«Исследование работы нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический</i>	Магистральный нефтепровод проложенный на участке распространения ММГ; непрерывный, безаварийный режим работы нефтепровода; процессы; процессы происходящие при контакте НП и ММГ.; борьба и способы сохранения ММГ в своем исходном состоянии, экологический и
---	--

анализ и т. д.).	экономический анализ последствий воздействий.
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	Анализ проблем, методы и последовательность реализации проектов по устранению результатов воздействий ММГ на НП; экономическая оценка затрат; требования по эксплуатации МНП на ММГ; апробация результатов;
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	Профиль трассы участка, схемы МНП

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	
«Социальная ответственность»	

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

«Балластировка трубопроводов на участках ММГ»

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

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Леонов Дмитрий Андреевич		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 134 с., 44 рисунка, 24 таблицы, 45 источников, 1 приложения.

Ключевые слова: МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫЙ ГРУНТ, ПУЧЕНИЕ, ОСАДКА.

Объект исследования – магистральные нефтепроводы проложенные на участках многолетнемерзлых грунтов

Целью работы является выявление технологических и технических параметров взаимодействия нефтепроводов с многолетнемерзлыми грунтами.

В процессе работы проводились исследования по взаимодействию нефтепровода и многолетнемерзлого грунта, даны подробные описания процессов происходящих при их контакте.

По результатам сбора и анализа статистических данных выявлены характерные проблемы и причины их возникновения. Исследовано влияния морозного пучения грунта и нефтепровода на его напряженно-деформированное состояние.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word и представлена на диске.

### **Нормативные ссылки**

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ 7.9 – 95 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Реферат и аннотация.
2. ГОСТ Р 7.0.11 – 2011 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Диссертация и автореферат диссертации. Структура и правила оформления.
3. ГОСТ Р 7.0.12-2011 Библиографическая запись. Сокращение слов и словосочетаний на русском языке.

## Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**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.

**трасса нефтепровода:** Положение оси нефтепровода, определяемое на местности ее проекцией в горизонтальной плоскости.

**многолетнемерзлый грунт:** Грунт, который находится в мерзлом состоянии в течение нескольких лет, но при определенным образом сложившемся температурном режиме окружающей среды (воздуха, воды, самого трубопровода), грунт оттаивает, а затем при изменении условий, приведших к оттаиванию, вновь замерзает.

**морозное пучение:** Увеличение объема грунта, из-за мигрирующей воды, который расширяется и замерзает в лед.

## **Обозначения и сокращения**

МН – магистральный нефтепровод;

ММГ – многолетнемерзлый грунт;

СОУ – сезонно-охлаждающие устройства;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

НДС – напряженно-деформированное состояние;

ВСТО – «Восточная Сибирь – Тихий океан».

## Оглавление

Введение .....	11
1 Анализ состояния вопроса .....	13
1.1 Понятие мерзлого грунта. Характеристика свойств. Строение .....	13
1.2 География распространения участков многолетнемерзлых грунтов ....	14
1.3 Строение толщи многолетнемерзлого грунта .....	18
1.4 Физические свойства .....	21
1.5 Процессы, происходящие в ММГ .....	21
1.5.1 Морозное пучение .....	21
1.5.2 Термокарстовые явления .....	23
1.5.3 Солифлюкционные явления .....	23
1.5.4 Бугры пучения, «гидролакколиты», «булганяхи» .....	24
2 Объект и методы исследования .....	26
2.1 Технологические условия работы нефтепровода в условиях многолетнемерзлых грунтов .....	26
2.1.1 Оценка теплового влияния нефтепровода на грунт .....	28
2.1.2 Оценка силового взаимодействия мерзлого грунта и нефтепровода ...	37
2.1.3 Исследование осадки нефтепровода на участках контакта с многолетнемерзлыми грунтами .....	41
2.1.4 Исследование образования коррозии на нефтепроводах в многолетнемерзлых грунтах .....	50
2.2 Способы борьбы с воздействием нефтепровода на многолетнемерзлый грунт .....	56
2.2.1 Применение термостабилизаторов .....	57
2.2.2 Теплоизоляция нефтепровода для недопущения оттаивания грунта ....	61
2.2.3 Применение природного газа для термостабилизации грунта .....	64
2.3 Балластировка трубопроводов на участках многолетнемерзлых грунтов .....	65
3 Расчеты и аналитика .....	84
3.1 Расчет линейной мощности электроподогрева нефти в застывшем нефтепроводе .....	84



3.2	Расчет напряженно деформированного состояния трубопровода на участке пучения грунта при помощи программного комплекса Ansys.	90
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	94
4.1	Экономический расчёт установки теплоизоляции на нефтепровод	94
4.1.1	Затраты на проведение работ по монтажу теплоизоляционных труб	94
4.1.2	Расчет стоимости материалов для проведения монтажа теплоизоляционных труб	95
4.1.3	Расчет заработной платы	97
4.1.4	Расчет амортизационных отчислений	99
4.1.5	Прочие затраты	99
4.1.6	Затраты на проведение работ по монтажу теплоизолированного трубопровода	101
4.2	Затраты на проведение работ по установке термостабилизаторов в многолетнемерзлый грунт	102
4.2.1	Расчет стоимости материалов на проведение монтажа термостабилизаторов	103
4.2.2	Расчет заработной платы	103
4.2.3	Расчет амортизационных отчислений	104
	Установка бурения	104
	КАМАЗ 43114	104
4.2.4	Прочие затраты	105
4.2.5	Затраты на проведение работ по монтажу теплоизолированного трубопровода	105
5	Социальная ответственность организаций при выполнении ремонта нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов	108
5.1	Профессиональная социальная безопасность	109
5.1.1	Анализ вредных производственных факторов обоснование мероприятий по их устранению	110
2.	Превышение уровней шума и вибрации	112
5.1.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	115

5.2	Экологическая безопасность .....	118
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	123
5.4	Законодательное регулирование проектных решений.....	124
	Заключение .....	108
	Список используемой литературы .....	75
	ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	80

## Введение

Северные территории Российской Федерации насыщены не только огромным количеством ресурсов и полезных ископаемых, извлекаемых из земли, но и большим количеством видов грунтов, представленных в этих районах. Именно из-за специфического строения и свойств некоторых грунтов, возникают проблемы с эксплуатацией сложных производственных комплексов, в частности магистральных нефтепроводов. Ведь именно взаимодействие проложенного под землей нефтепровода с неустойчивым представителем грунтов северных районов может привести к аварии одного, и изменению физико-механических свойств другого. Одна из классификаций таких грунтов – мерзлый грунт.

Будущее строительство нефтепроводов на территории западной Сибири и полуострова Ямал, поставило опытных строителей и инженеров в нелегкую ситуацию. Распространение на пути трассы нефтепровода участков вечной мерзлоты и многолетнемерзлых грунтов приносит конструкторам немало проблем, как экономических, так и технических. Опыт эксплуатации нефтепроводов на грунтах с низкими температурами показал, что отказов вызваны именно с особенностями этого непростого грунта. На поддержание в рабочем состоянии уже действующие системы необходимо очень много опыта, сил, и кроме всего прочего, конечно же, немалое финансирование. Плюс ко всему соответствие экологическим и техническим стандартам эксплуатирующей организации.

Решение проблемы взаимодействия грунта и нефтепровода заключается в изучении влияния самого нефтепровода на грунт и, соответственно наоборот.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Исследование работы нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов			
Разраб.		Леонов Д.А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					11	2
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ6Б		
Рук-льОПП		Бурков П.В.						

Только поняв всю истину и суть происходящих процессов можно уберечь от аварий уже действующие нефтепроводные системы и только строящиеся, а их в нашей стране не мало.

Развитие северных районов, необходимость в бесперебойной поставке сырья в отдаленные участки, сложные геологические и климатические условия, все эти факторы возлагают на поставщиков огромную ответственность, и делает изучение выше приведенной проблемы актуальной.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

## 1 Анализ состояния вопроса

### 1.1 Понятие мерзлого грунта. Характеристика свойств. Строение

Понятие «мерзлый» грунт уже в названии раскрывает свою суть. Во-первых, мерзлый грунт практически все свое время находится в отрицательной температуре. Во-вторых, обязательно присутствие в грунте включений льда, который выполняет связующую роль между минеральными частицами. Вот основные признаки, которые отличают эту классификацию от любых других. К морозным грунтам также относятся и скальные, которые при наличии отрицательных температур не содержат в своем составе воды и льда; распространены и так называемые сыпучемерзлые грунты – грунты, имеющие температуру ниже нуля, не имеющие сил сцепления из-за отсутствия в своем составе льда, представлены крупнообломочными и сыпучими грунтами (рисунок 1).



Рисунок 1 – Классификация грунтов с отрицательной температурой[1]

Многолетнемерзлый грунт – относится к мерзлым грунтам. Многолетнемерзлым называют грунт, который находится в мерзлом состоянии в течение нескольких лет, но при определенном образом сложившемся температурном режиме окружающей среды (воздуха, воды, самого трубопровода) грунт оттаивает, а затем при изменении условий, приведших к оттаиванию, вновь замерзает.

					<i>Исследование работы нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		Леонов Д.А.			Анализа состояния вопроса	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					13	13
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр.2БМ6Б		
<i>Рук-льОПП</i>		Бурков П.В..						

## 1.2 География распространения участков многолетнемерзлых грунтов

Распространение многолетнемерзлых грунтов (ММГ) в нашей стране составляет 65% общей площади суши, в мире около 25 %. В зависимости от непосредственного характера распространения многолетнемерзлых грунтов по площади выделяется пять групп распространения: (рисунок 2):

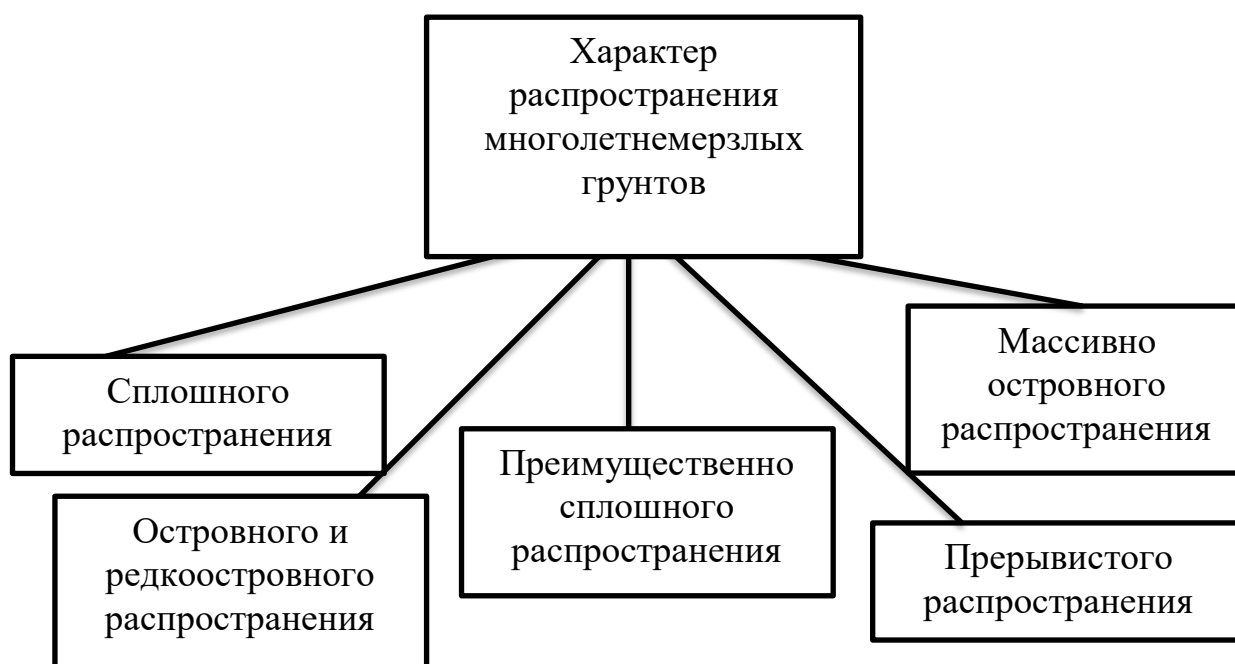


Рисунок 2 – Классификация многолетнемерзлых грунтов по характеру их распространения[1]

1. Сплошного распространения (многолетнемерзлые грунты занимают более 95% территории области, температура мерзлых грунтов на этих территориях ниже  $-3^{\circ}\text{C}$ );
2. Преимущественно сплошного распространения (многолетнемерзлые грунты занимают 90-95% территории, температура мерзлых грунтов на этих территориях составляет от  $-0,5$  до  $-3^{\circ}\text{C}$ );
3. Прерывистого распространения (многолетнемерзлые грунты занимают 75-90% территории, температура мерзлых грунтов на этих территориях составляет от  $-0,2$  до  $-2^{\circ}\text{C}$ );

4. Массивно-островного распространения (многолетнемерзлые грунты занимают 25-75% территории, температура мерзлых грунтов на этих территориях составляет от - 0,2 до -2 °С);

5. Островного и редкоостровного распространения (многолетнемерзлые грунты занимают менее 25 % территории, температура мерзлых грунтов на этих территориях выше -0,5 °С).

Классификация мерзлых грунтов зависит еще и от промежутка времени через которое они оттаивают. Так к многолетнемерзлым грунтам, которые оттаивают раз в несколько лет, добавляются сезонномерзлые грунты. Границы распространения многолетнемерзлых и сезонномерзлых грунтов в мире представлены на рисунке 3.

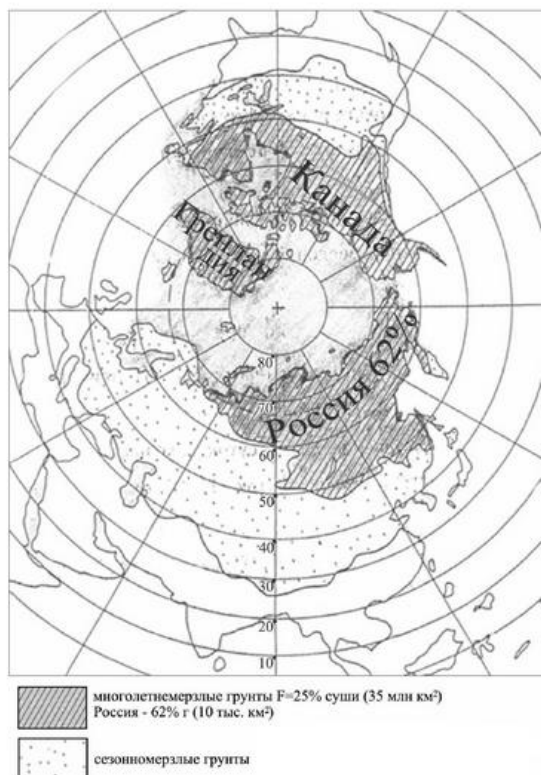


Рисунок 3 – Границы районов распространения мерзлых грунтов в северном полушарии

Сезонномерзлые грунты распространены практически везде, где температура воздуха имеет отрицательный характер в зимнее время.

В это время они промерзают по-разному – от нескольких метров (0,3-0,6 м) до 2-6 м, а при наступлении летнего времени года растаивают полностью. За

					Анализ состояния вопроса	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

счет климатических особенностей некоторых областей Российской Федерации, небольшие участки сезонномерзлых грунтов не успевают оттаять даже в летнее время, образуя так называемые «перелетки».

Перелетками участки грунта, которые не оттаяли при изменении сезонной температуры. Перелетки могут образоваться при изменении условий на поверхности (удаление слоя снега, затенение поверхности и т. д.), а также если температура окружающей среды начинает колебаться и отличается от средней. При определённых условиях образование перелетков может привести к формированию вечномёрзлых грунтов. Перелетки, в основном, встречаются в районах глубокого сезонного промерзания или на участках распространения вечномёрзлых грунтов островного типа.

Огромное распространение многолетнемерзлых грунтов заставляет направить большие силы на их изучение. «Мерзлотоведение» или «Геокриология» вот научный базис изучения этих сложных природных явлений. Якутск, Воркута, Игарка, Анадырь: вот далеко не весь перечень городов в которых действуют научные институты и лаборатории по изучению ММГ. Даже в Москве, в МГУ открыта и имеет большой спрос кафедра Мерзлотоведения. Основу этой науки положили такие знаменитые ученые как Попов А.И., М.И. Сумгин, В.А. Обручев, , Н.А. Цытович,.

Сплошное распространение многолетнемерзлых называется зоной сплошной мерзлоты. Она имеет распространение в основном на севере. Толщина ее слоя достигает 500 м иногда даже больше. Например, толщина слоя ММГ в городе Якутск составляет порядка 200-300м, а слой грунта в Вилюйске доходит до 1500м. В направлении на юг толщина слоя ММГ может уменьшаться, что климатически обоснованно. Величина слоя падает до 10-50 м. Иногда встречаются «талики». Таликами называют талые грунты. В направлении на юг их количество увеличивается.

					Анализ состояния вопроса	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16



Таблица 1 – Температура и глубина залегания многолетнемерзлого грунта в некоторых городах России

Город	Температура ММГ (°С), глубина залегания (м)
Якутск	5,5°, 15м
Верхоянск	7,8°, 22м
Анадырь	5,7°, 5 м
Усть-Енисейск	6,3°, 18 м

Российские нефтеперекачивающие компании эксплуатируют огромное количество нефтепроводов, которые проходят через участки многолетнемерзлых грунтов. Многие эксплуатируются недавно, но соответствуют требованиям технической и экологической безопасности:

1. трасса трубопроводной системы «Восточная Сибирь - Тихий океан» имеет протяженность 4740 км, диаметр трубопровода 1020-1220 мм. Более 750 км трассы проходит на участках многолетнемерзлых грунтов;
2. трасса строящегося трубопровода «Куюмба - Тайшет» имеет протяженность 679 км, проектная мощность 15 млн. т. в год. Более 20 км трассы проходит на участках многолетнемерзлых грунтов;
3. трасса трубопровода «Пурпе – Саянск» имеет протяженность 429 км, диаметр 1020 мм. Более 160 км трассы проложены в надземном исполнении, из-за сложных геологических условий, в том числе из-за многолетнемерзлых грунтов.

Все перечисленные трубопроводные системы далеко не весь перечень систем, которые контактируют с многолетнемерзлыми грунтами. Анализ показал, что практически все системы, проложенные подземным методом, и расположенные на северных участках страны участвуют в процессах с многолетнемерзлыми грунтами. Более подробно северные трубопроводы

					Анализ состояния вопроса	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

указаны на рисунке 4.



Рисунок 4 – Северные трубопроводные системы

### 1.3 Строение толщи многолетнемерзлого грунта

Рассмотрим поподробнее слой ММГ. Ближе к поверхности в толще мерзлого грунта находится участок который оттаивает при изменении температуры (рисунок 5). Он называется деятельным слоем.

Деятельным слоем называют поверхностный слой грунта в районах распространения вечномёрзлых грунтов, подвергающийся сезонному оттаиванию или промерзанию. Мощность деятельного слоя зависит главным образом от широты местности и меняется от 0,2–0,3 м (в высоких широтах) до 3–4 м (на широте 55–60°). В одной и той же местности она неодинакова в различные годы и зависит от изменений теплоприхода в толще грунтов, вызванных интенсивностью солнечной радиации, изменениями температуры воздуха, скорости, направления и повторяемости ветра. Мощность деятельного слоя зависит от ряда факторов: экспозиция и крутизна склона, присутствие растительности, затенённость местности и наоборот, состав и степень влажности грунтов, толщина снежного покрова, гидрологический режим и другие факторы. Например, в городе Якутске деятельный слой имеет мощности:

- глинистые грунты – около 1,5-2,0 м;
- песчаные грунты – в пределах 2,0-2,5 м;
- торф – 0,7-1,0 м.

Слой, расположение которого ниже деятельного слоя – называется нижней границей. Его состояние так же не постоянно и мощность изменяется из-за тех же факторов, что и деятельный слой. Нижняя граница распространения ММГ – поверхность где они кончаются. Дальше прослеживаются талые грунты.

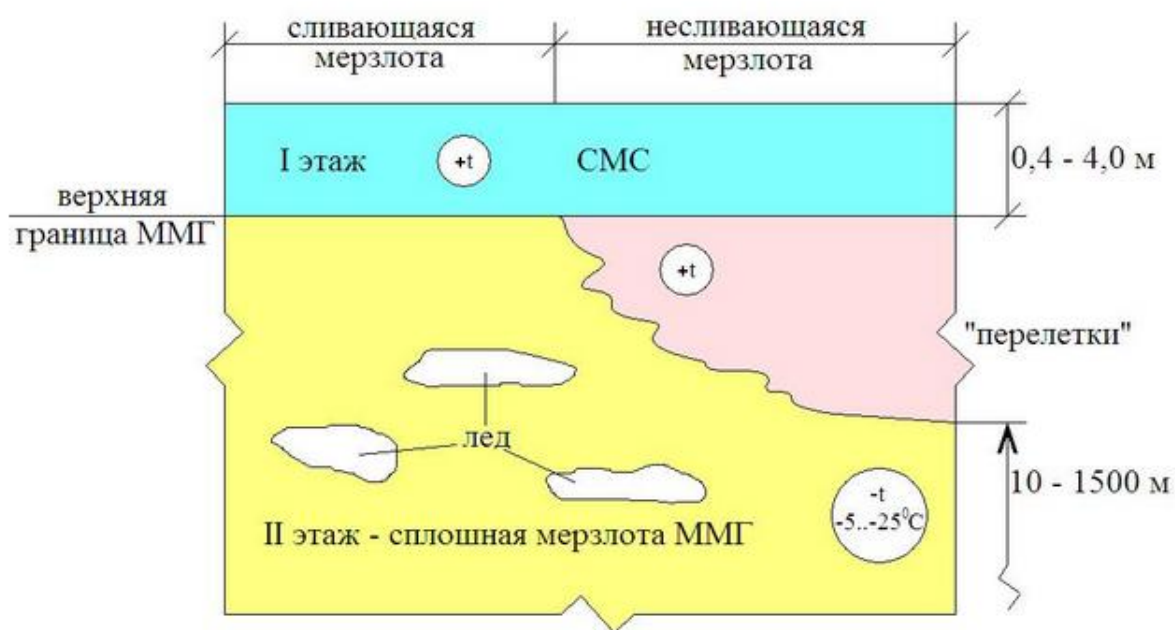


Рисунок 5 – Многолетнемерзлый грунт, вид в разрезе.

Бывают случаи когда при промерзании зимой деятельный слой соединяется с мерзлыми грунтами, это явление называется «сливающаяся мерзлота», однако, если слой полностью не промерз, то между мерзлыми породами и деятельным слоем остается слой талого грунта – это явление «несливающейся мерзлоты»

Не все грунты с отрицательной температурой бывают в твердом состоянии, встречаются также сыпучемерзлые грунты, пластичномерзлые грунты. К сыпучемерзлым относят крупнообломочные и песчаные грунты, не сцементированные льдом вследствие малой их влажности. Сыпучемерзлые грунты, не сцементированы льдом, не обладают силами сцепления, и их

прочность определяется лишь силами внутреннего трения. Пластичномерзлые грунты – глинистые грунты, в составе которых присутствует незамерзшая вода. К ним относят грунты, скрепленные льдом, но имеющие вязкие свойства и которые характеризуется сжимаемостью от нагрузок под зданиями и сооружениями. Количество незамерзшей воды может быть:

- для супеси  $-1^{\circ}$  – 4,5%;
- для суглинков 9,5%;
- для глины 14%.

Лед – важнейшая особенность мерзлых пород. В состав мерзлых грунтов, кроме льда входит еще три основных компонента: минеральная составляющая, воздух, вода. Наличие льда зависит от самой горной породы. Например, в лед скальных породах находится в качестве жилок, прослоек, которые заполняют трещины и пустоту. Отсутствие пустот и трещин несут собой и отсутствие в них льда.

Все наоборот состоит в песчаных грунтах. Льдинки тут могут встречаться в виде так называемы макроформ, это линзы, слои, не редки и ледяные зерна размер которых бывает различным. Они выступают как минерал, который образует породу и цементирует ее, делая плотной и монолитной.

Глинистые грунты отличаются от остальных тем, что лед в них встречается в маленьких очень тонких линзах, прослойках и т.д. По его расположению относительно поверхности различают текстуры мерзлого грунта:

- массивную – расположен равномерно, встречается в песках;
- слоистую – лед расположен параллельно, встречается в глинистых породах;
- сетчатую – образуют так называемую «сеточку», так же встречаются в глинистых породах.

					Анализ состояния вопроса	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 1.4 Физические свойства

Физические свойства многолетнемерзлых грунтов, располагающихся в зоне влияния нефтепровода, определяются для всех разновидностей грунтов как в мерзлом, так и в талом состоянии. Исследование свойств грунтов в талом состоянии необходимо, так как в результате строительства и эксплуатации нефтепроводов некоторая часть вмещающего разреза может частично переходить в талое состояние.

## 1.5 Процессы, происходящие в ММГ

Чтобы избежать аварий на действующем нефтепроводе проложенном в многолетнемерзлом грунте, нужно знать не только свойства данного грунта, но и процессы протекающие в нем, потому что каждый процесс может пагубно сказаться на работе трубопроводной системе, привести к остановке или к аварийной ситуации.

К этим процессам относятся: миграция, образование бугров пучение, солифлюкция, термокарстовые явления, наледи, морозная десерпция, морозное выветривание.

### 1.5.1 Морозное пучение

Сам процесс пучения можно охарактеризовать как увеличение объема грунта, из-за мигрирующей воды, который расширяется и замерзает (около 9%) в лед. Процесс морозного пучения наиболее развит в следующих грунтах: глинистые пылеватые, супесчаные грунты. Процесс актуален не только на территории многолетнемерзлых грунтов, но и на сезонномерзлых участках. Процесс морозного пучения наблюдается только на влажных грунтах, в зоне сухих грунтов он не актуален. Исследования показали, что пучение происходит более интенсивно, если во время замерзания влага поступает из «открытой системы».

Бугры, вздутия на дороге или поверхности земли – основные признаки пучения. Размер этих образований различный от 2 до 50 см, в зависимости от интенсивности поступления влаги, от свойств грунта, температуры.

					Анализ состояния вопроса	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Чтобы изучить скорость промерзания грунта были проведены соответствующие исследования. За основу был взят супесчано-суглинистый грунт с влажностью примерно 30-40% и созданы условия приравненные к суровым климатическим. Результаты исследования представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты исследования скорости промерзания супесчано-суглинистого грунта

Глубина промерзания, м	Скорость промерзания, см/сутки
0,4	0,65-0,75
1,5	0,16-0,21
2,6	24
3	35
3,7	36-47
4,4	42-58

По результатам таблицы можно сделать вывод что интенсивность промерзания зависит от глубины промерзания. И зависимость однозначная: чем больше глубина промерзания тем больше скорость промерзания. Более наглядный результат представлен в диаграмме «Скорости промерзания супесчано-суглинистого грунта» на рисунке 6.

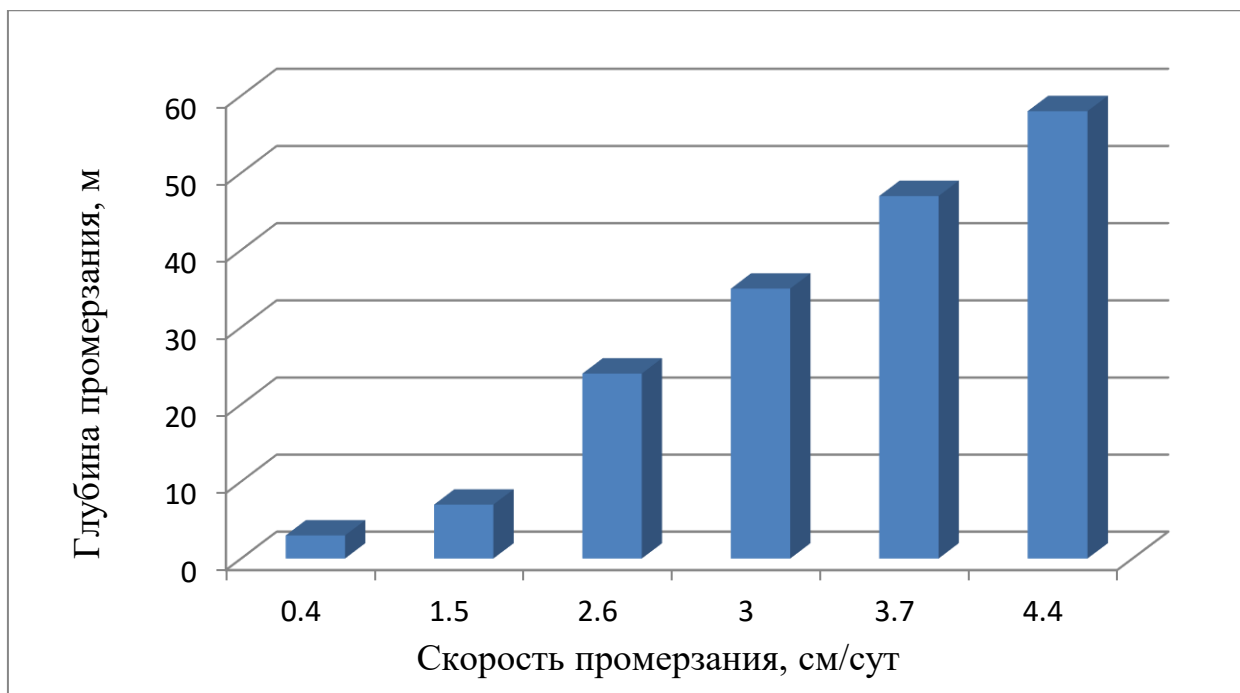


Рисунок 6 – Диаграмма скорости промерзания супесчано-суглинистого грунта

### 1.5.2 Термокарстовые явления

В южных районах развития многолетней мерзлоты очень часто возникает процесс оттаивания, который происходит под влиянием искусственных или естественных условий. Вследствие этих процессов возникают проседания почвы в местах оттаивания. Западины, понижения, воронки – далеко не весь перечень этого явления. В этих местах нередко скапливается вода, образуя озеро (термокарстовое). К этому нередко приводит оттаивание мелких частиц льда: зернышек, линз, самой мерзлоты. Явление очень опасно, особенно для зданий и сооружений которые находятся над этими участками. Опасность заключается в просадке здания, иногда до 1 м. Опасность же работы нефтепровода на таких участках сводится к обрыву целой линии. Так как изменение проектного горизонтального положения трубы на 1 метр не допустимо. Необходим постоянный контроль за состоянием грунта.

### 1.5.3 Солифлюкционные явления

В районе распространения многолетнемерзлых грунтов, на участках

					Анализ состояния вопроса	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

уклонов и склонов могут возникать небольшие сходы грунта, проще говоря оползни. Процесс происходит из-за перехода глинистых грунтов в положительную температуру, вследствие чего частицы льда тают и грунт становится водонасыщенным. Происходит потеря контакта с неоттаявшим грунтом, который расположен ниже, и вся эта масса начинает движение с уклона. Для возникновения оползня достаточно уклона в 2-3 градуса. Мощность слоя грунта, который образует данное явление обычно не больше 0,5 м. За один сезон, в зависимости от климатических условий и температуры, объем оползневых масс достигает до 6000 м<sup>3</sup>. Скорость течения зависит от крутизны склона. Если большая то и скорость больше и соответственно наоборот.

#### 1.5.4 Бугры пучения, «гидролакколиты», «булганяхи»

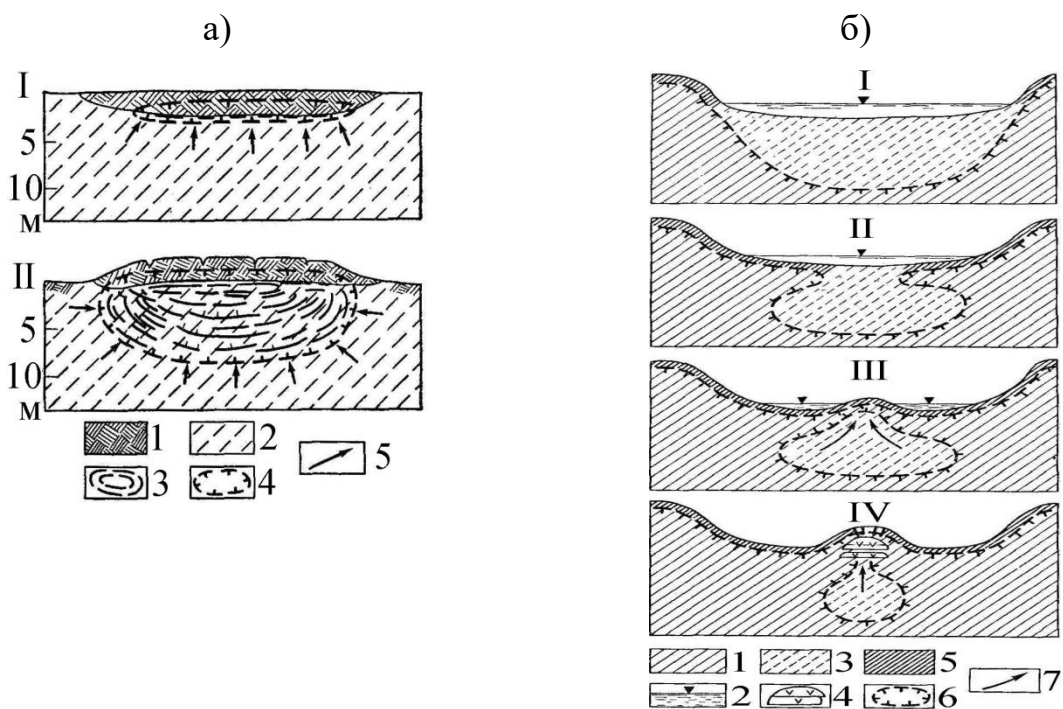
Эти явления имеют место практически во всех местах распространения многолетнемерзлых грунтов (рисунок 6). Их размеры бывают различные и колеблются от 2 до 30 м по высоте, и от 2 метров до 70 м в диаметре.

Образование бугров является следствием наличия над толщей многолетнемерзлого грунта небольшого талика, насыщенного водой. Когда влага в нем при пониженной температуре начинает замерзать, образовывается масса грунтов насыщенных водой, которая со всех сторон замкнутая, вследствие этого возникает гидростатический напор. Он то и является причиной «поднятия» в сторону меньших сопротивлений, именно из-за этого образуется бугор.

Со временем бугор насыщается влагой и замерзает, появляются прослойки льда. Такие бугры нередко встречаются в поймах рек, у подножия склонов и т.д.

					Анализ состояния вопроса	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		





а) схема образования многолетнего миграционного бугра пучения под торфяником: I – начальная стадия; II – зрелая стадия. 1 – торф; 2 – пылеватый суглинок; 3 – шпиль сегрегационного льда; 4 – граница многолетнемерзлой породы; 5 – направление миграционной влаги;

б) схема образования булгунняхов: I – несквозной талик под озером; II – промерзание несквозного талика при уменьшении размеров озера; III – образование замкнутого промерзающего внутримерзлотного талика и начальный этап роста булгунняхи; IV – зрелая стадия роста булгунняхи.

1 – многолетнемерзлая порода; 2 – талая водонасыщенная порода; 3 – сезонноталый слой; 4 – уровень воды в озере;

5 – инъекционный лед; 6 – граница многолетнемерзлых пород; 7 – направление движения вод под действием гидростатического криогенного давления

Рисунок 7 – Схемы образования бугров пучения и булгунняхов

Когда процесс образования бугра завершен его вершина может треснуть, и через эту трещину под напором, выходит вода или грязевая смесь. Это так называемый «кратер», практически такой же как у вулканов.

## 2 Объект и методы исследования

### 2.1 Технологические условия работы нефтепровода в условиях многолетнемерзлых грунтов

Освоение северных районов Российской Федерации и транспортировка углеводородных материалов по трубопроводам началась относительно недавно, а борьба со сложными природно-климатическими условиями велась практически постоянно. Строительство на участках с неустойчивыми грунтами зданий и сооружений привнесло огромный опыт инженерам-строителям магистральных трубопроводов. Множество технологий для обеспечения устойчивости зданий перенесли и на трубопроводный транспорт.

В отличие от конструкций домов, трубопроводы, а именно нефтепроводы, проложенные подземным способом напрямую контактируют с морозным грунтом. Нефтепроводы, оказывают влияние на грунт равно такое же, как и грунт оказывает влияние на нефтепроводы. И оценка этого влияния необходима для работы комплексов нефтепроводных систем.

Для обеспечения надежной эксплуатации подземных нефтепроводов в условиях Севера необходимо на стадии проектирования обеспечить согласованность конструктивных решений и технологических мероприятий по транспортировке нефти с реальными условиями и факторами, влияющими на трубопроводы в процессе эксплуатации. При этом один из основных факторов – взаимодействие нефтепровода с грунтами и оценка его устойчивости в эксплуатации.

При сложившейся практике эксплуатации нефтепроводов в мерзлых грунтах возникают две основные задачи, обусловленные технологией транспорта нефти.

					<i>Исследование работы нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		Леонов Д.А.			<b>Объект и методы исследования</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л					26	56
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ гр.2БМ6Б</b>		
<i>Рук-льОПП</i>		Бурков П.В.						

В первом случае нефть из надземного нефтепровода поступает в подземный участок, например в протяженные поймы рек.

Температура нефти в надземном участке, а, следовательно, и в стенке трубопровода определяется температурой наружного воздуха, т.е. в зимнее время, начиная с октября, температура надземного участка значительно ниже температуры окружающего грунта. Это создает градиент температур и дополнительные напряжения в нефтепроводе.

Во втором случае по подземному нефтепроводу идет нефть с положительной температурой (после перекачивающей станции или пункта обогрева), а температура окружающего грунта является отрицательной, что приводит к расщеплению мерзлых грунтов, пород, осадке отдельных участков, а также к дополнительным напряжениям в трубопроводе.

Одной из основных задач исследований является оценка взаимодействия трубопровода с мерзлыми грунтами, влияния на его устойчивость пучения, морозных трещин, просадок, термокарста и т.п. Геокриологические условия на трассах чрезвычайно разнообразны, поэтому силовые воздействия их на нефтепровод отличаются друг от друга, и наиболее достоверным средством исследования являются натурные измерения.

Для оценки несущей способности подземных нефтепроводов необходимо решить задачу теплового взаимодействия трубы и мерзлого грунта и на ее основе рассмотреть прочностную задачу, считая нагрузки заданными.

Как показывает практика эксплуатации нефтепроводов в мерзлых грунтах, наиболее опасными являются участки трубопроводов, проложенные в пучинистых грунтах. Во-первых, на трубопровод действуют дополнительно нагрузки морозного пучения грунтов, во-вторых, за счет возмущающего фактора – градиента температур – пучение интенсифицируется.

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

### 2.1.1 Оценка теплового влияния нефтепровода на грунт

Как было сказано ранее, нефтепровод, при контакте с мерзлым грунтом, приводит к его оттаиванию. Это происходит из-за разности температур и особенностей тепломассообмена на границе «труба-грунт». Температура перекачиваемой нефти всегда положительна, иначе возрастает ее вязкость и транспортировка усложняется. Это наносит существенные затраты перекачивающим компаниям. Поэтому чтобы избежать или уменьшить влияние нефтепровода на грунт необходимо прогнозировать эти процессы при проектировании.

Строительство и работу нефтепровода, прокладываемого на мерзлом грунте, необходимо выполнять по одному из критериев, который характеризует мерзлый грунт прежде всего как основание под строительство: I критерий – с сохранением грунта в основании трубопровода в естественном мерзлом состоянии; II критерий – с допущением оттаивания грунта в основании трубопровода. В связи с интенсивным освоением районов распространения мерзлых грунтов: Якутия, Ямал, север Томской области, первый критерий остановится очень затратным и инженеры чаще пользуются принципом мерзлых грунтов с допущением оттаивания в процессе эксплуатации нефтепровода, т.е. использование по II критерию. Методы использования грунта, как правило выбирают по СНиП 2.02.04-88. При этом обязательно учитывают способ прокладки нефтепровода, основной режим его эксплуатации, исследования специалистов по прогнозированию состояния грунта и самое главное – самих свойств грунта. Все требования обязательно должны соответствовать нормам экологической безопасности.

Так как грунт находится в мерзлом состоянии преимущественно в период осенне-зимний, то укладка нефтепровода в траншею осуществляется именно в это время, так как в период его оттаивания проезд техники становится невозможным. Следовательно, положение трубы в мерзлом грунте считается начальным состоянием нефтепровода, а напряженно-

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

деформированное состояние трубы необходимо отслеживать с учетом свойств грунта, в который заглублен нефтепровод[2].

Для того чтобы адекватно определять величину оттаявшего грунтового массива вокруг нефтепровода, необходимо сначала знать на какую глубину грунт промерзает. Величина промерзания может зависеть от некоторых природных факторов и факторов человеческой деятельности. К природным факторам относится: сезонная температура окружающей среды, наличие или отсутствие снежного покрова. К человеческим факторам относится: наличие зданий и сооружений, движение транспорта и т.д. Величина промерзания может быть различной на разных участках трассы нефтепровода, это зависит от варьирования диаметров и свойств грунта.

Промерзание грунта одна из основных причин такого процесса как морозное пучение. В ходе диссертационной работы было сказано, что морозное пучение процесс увеличения объёма и деформирования дисперсных грунтов при промерзании и образования выпуклых форм на их поверхности.

Изучение силового влияния морозного пучения грунтов на действующий трубопровод связано с промерзанием грунтов – сложным процессом, зависящим от теплообмена в мерзлом и талом грунте, характера фазового перехода и химических превращений, от возможного изменения напряженно-деформированного состояния грунтового массива (талого и мерзлого) с последующим структуроизменением. Такая многофакторность процесса промерзания, зависимость его протекания от множества различных физических и химических параметров должна учитываться при адекватном математическом описании изучаемого явления.

Еще более сложным является изучение механизма промерзания грунтов при наличии теплового влияния со стороны заглубленного нефтепровода, что объясняется как «ухудшением» геометрии процесса, так и изменением температуры энергоносителя вдоль трассы.

Согласно [3], участки магистральных трубопроводов подразделяются

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

(по температуре транспортируемого энергоносителя) следующим образом:

1. горячие (температура энергоносителя в любое время года положительная);
2. теплые (среднегодовая температура продукта положительная, в течение некоторого времени отрицательная);
3. холодные (среднегодовая температура энергоносителя отрицательная, в течение некоторого времени может быть положительной).

К первым относятся нефтепроводы на всем протяжении, так как при низких температурах наблюдается значительное увеличение вязкости нефти, что требует больших энергозатрат при ее перекачке.

Газопроводы относятся ко второму или третьему виду, за исключением относительно коротких участков после компрессорных станций, которые могут быть отнесены к первому виду.

В общем случае, магистральный трубопровод при определенных условиях может иметь все три вида указанных участков.

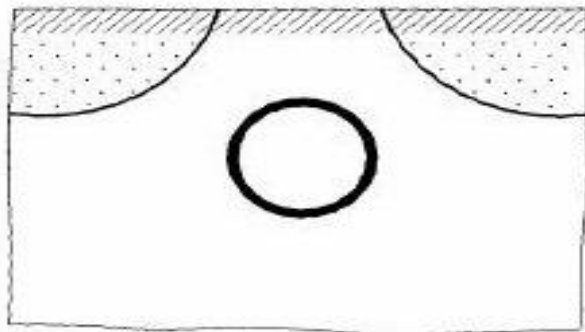
Тепловое влияние заглубленных нефтепроводов на динамику сезонного промерзания грунтов определяется сочетанием среднегодовой  $t_{ж}$ , максимальной  $t_{жmax}$  и минимальной  $t_{жmin}$  температур транспортируемого продукта (рисунок 10).

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

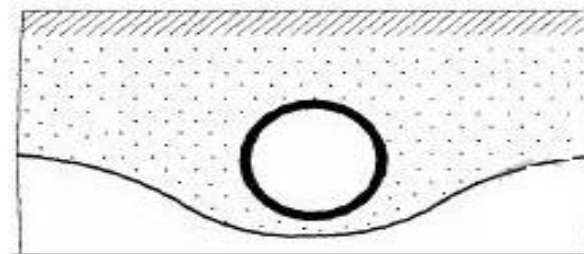
Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	

Объект и методы исследования

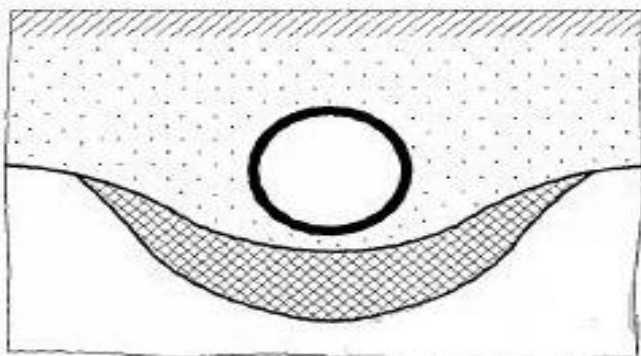
а)



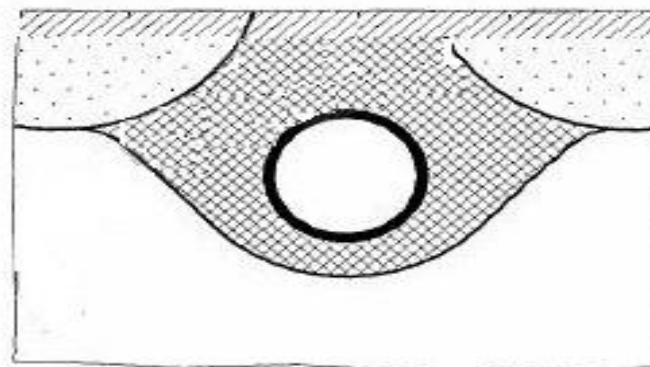
б)



в)



г)



а)  $t_{ж} > 0^{\circ}\text{C}$ ;  $t_{ж\text{min}} > 0^{\circ}\text{C}$ ;

б)  $t_{ж} > 0^{\circ}\text{C}$ ;  $t_{ж} < 0^{\circ}\text{C}$ ;

в)  $t_{ж} < 0^{\circ}\text{C}$ ;  $t_{ж\text{max}} > 0^{\circ}\text{C}$ ;

г)  $t_{ж} < 0^{\circ}\text{C}$ ;  $t_{ж} < 0^{\circ}\text{C}$ ;




 - талый грунт; 
  - сезоннопромерзающий грунт; 
  - многолетнемерзлый грунт

Рисунок 10 – Тепловое взаимодействие подземных трубопроводов с грунтами

Как уже отмечалось выше, формирование температурного поля промерзающего грунта определяется сезонным понижением температуры наружного воздуха и тепловым воздействием трубопровода. Иначе говоря, поставленная задача может быть решена в рамках совместного изучения процессов теплообмена внутри трубопровода и в промерзающем грунте с сопряжением температуры и теплового потока на границе «внешняя поверхность трубопровода - окружающий грунт». Схема промерзания грунта по трассе трубопровода показана на рисунке 11.

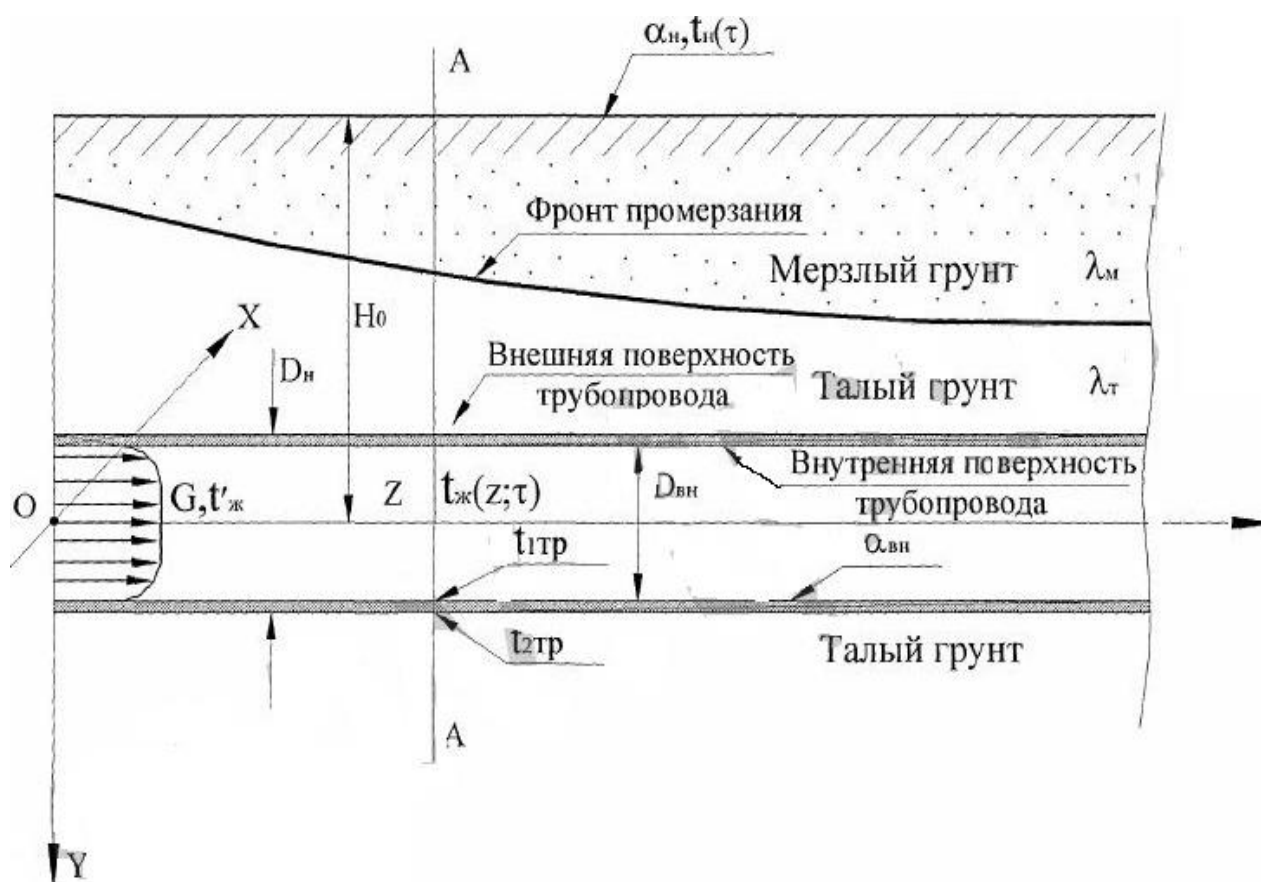


Рисунок 11 – Схема промерзания грунта по трассе трубопровода в холодное время года

Промерзание грунта начинается в холодный период, для которого текущая среднемесячная температура воздуха  $t_n(\tau)$  является отрицательной, т.е.  $t_n(\tau) \leq 0$ . Теплоотвод от мерзлого грунта к наружному воздуху (через снежный покров) осуществляется конвекцией с коэффициентом теплоотдачи  $\alpha_n$ . Глубина заложения трубопровода до его оси равна  $H_0$ , заданными считаются массовый расход  $G_{ж}$  энергоносителя и его температура  $t_{ж}$  на входе трубопровода. Предполагаются известными также следующие физические и

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32



теплофизические параметры транспортируемого продукта: плотность  $\rho_{ж}$ , кинематическая вязкость  $\nu_{ж}$ , теплопроводность  $\lambda_{ж}$ , удельная теплоемкость  $C_{ж}$ , температуропроводность  $a_{ж}$ .

Кроме глубины заложения  $H_0$ , к определяющим геометрическим параметрам процесса относятся внутренний  $D_{вн}$  и наружный  $D_{н}$  диаметры трубопровода, а также толщина изоляции  $\delta_{из}$ . Если толщина изоляции практически не влияет на внешний диаметр трубопровода при расчете его силового взаимодействия с грунтом, то при расчете коэффициента теплопередачи от энергоносителя к грунту она дает заметный вклад за счет низкой теплопроводности изоляции. Теплопроводности материала трубопровода (сталь) и изоляции равны  $\lambda$  и  $\lambda_{из}$  соответственно, определение теплопроводностей талого  $\lambda_{т.}$  и мерзлого  $\lambda_{м}$  грунтов, а также их объемных теплоемкостей  $C_{т}$  и  $C_{м}$  проводится с помощью СНиПа 2.02.04-88 [2] на основании данных по плотности скелета грунтов и их влажности. Коэффициенты конвективного теплообмена  $a_{н}$  и  $a_{вн}$  находятся по известным формулам [4].

Средняя (по массовому расходу) температура энергоносителя зависит от координаты  $z$ , отсчитываемой от входа трубопровода и текущего времени  $\tau$  (в долях месяца):

$$t_{ж} = t_{ж}(z \setminus \tau). \quad (1)$$

Температурные поля как талого, так и мерзлого грунтов определяются координатами  $y$  (по вертикали),  $x$  (по горизонтали),  $z$  (по длине трубопровода) и временем  $\tau$ :

$$t_{т} = t_{т}(x; y; z; \tau) \text{ и } t_{м} = t_{м}(x; y; z; \tau). \quad (2)$$

Аналогично выглядят зависимости для температур на внутренней и внешней поверхностях трубопровода:

$$t_{1тр} = t_{1тр}(x; y; z; \tau); t_{2тр} = t_{2тр}(x; y; z; \tau) \quad (3)$$

					Объект и методы исследования	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Как известно из [5], задача промерзания грунтов может быть сведена к системе двух уравнений теплопроводности для мерзлого и талого грунта с двумя условиями на подвижном фронте промерзания:

1. равенство температур со стороны мерзлого и талого грунта на фронте промерзания и равенства их обеих температуре  $t_f$  изотермического замерзания влаги в порах грунта;
2. уравнение теплового баланса на фронте промерзания, заключающемся в том, что разность тепловых потоков на этом фронте со стороны талого и мерзлого грунта определяется теплотой замерзания грунта  $L_f$  и скоростью движения фронта (условие Стефана).

Подобный подход более применим к одномерным задачам и встречает большие вычислительные трудности уже при переходе к двумерным температурным полям.

Дополнительным усложняющим фактором является то обстоятельство, что при определенных условиях возможно раздвоение фронта промерзания, что делает предлагаемый выше подход неприемлемым.

В связи с этим для численного решения задачи промерзания грунта вокруг заглубленного трубопровода используют впервые предложенный Колесниковым и Мартыновым и далее развитый Будаком и Самарским [6] энтальпийный подход к изучению проблемы, при котором положение изотермы с температурой  $t = t_f$  соответствует фронту промерзания.

На первом этапе расчетов рассматривалась задача промерзания грунта в некотором поперечном сечении А-А трубопровода с фиксированной координатой  $z$ , что позволило перейти к двумерному полю, и, тем самым, существенно уменьшить объем вычислений. Схема промерзания грунта в холодный период времени приведена на рисунке 12.

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

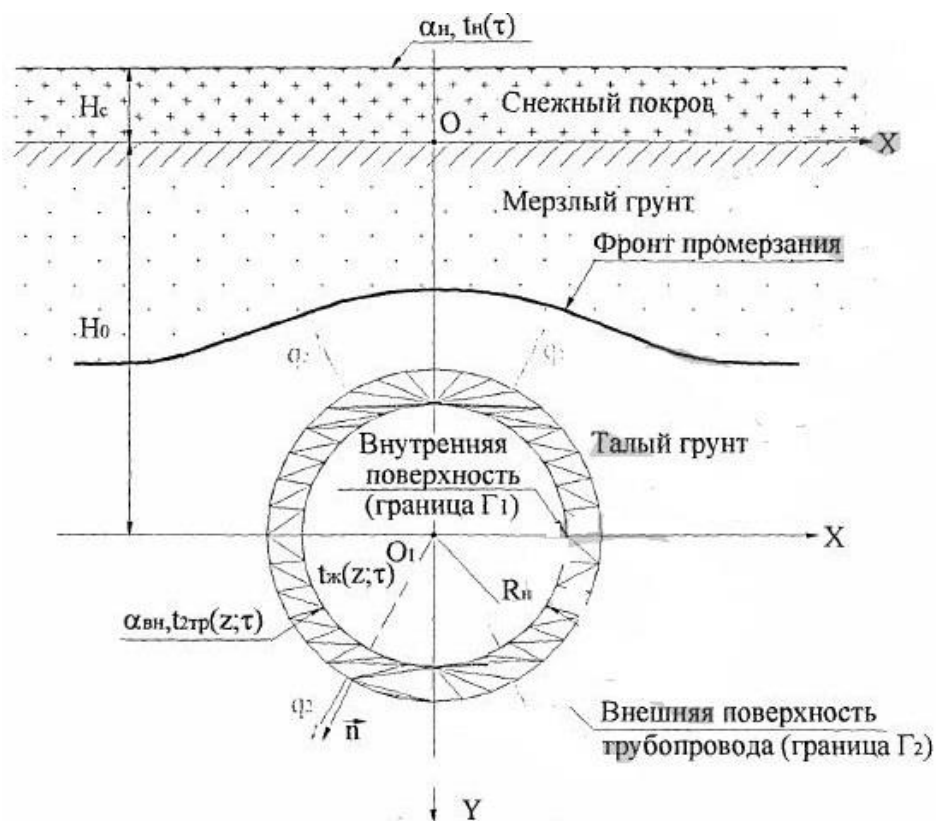
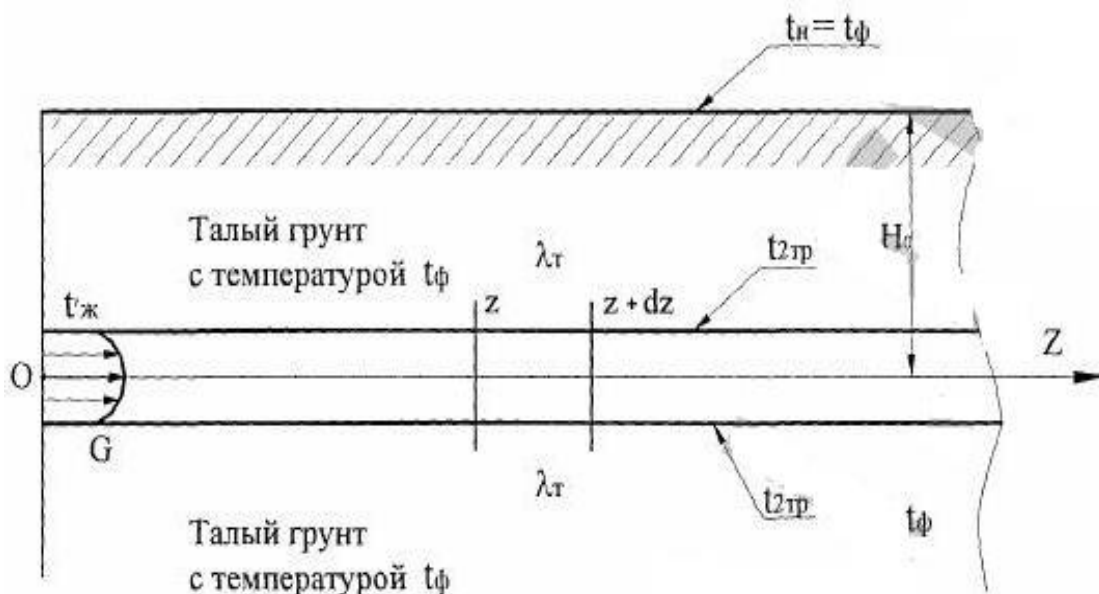


Рисунок 12 – Промерзание грунта вокруг трубопровода в холодный период времени (поперечное сечение А-А)

Как уже отмечалось, в начальный момент времени температура грунта вблизи открытой поверхности и на достаточно большом удалении от трубопровода равняется температуре фазового перехода  $t_{\phi}$ . Схема теплового взаимодействия трубопровода с грунтом представлена на рисунке 13.



### Рисунок 13 – Схема теплового взаимодействия трубопровода с грунтом

В таком случае механизм теплопередачи от трубопровода к окружающему грунту и от грунта к наружному воздуху осуществляется следующими образом:

1. за счет конвекции теплота подводится от энергоносителя к внутренней поверхности трубопровода;
2. вследствие теплопроводности (по металлу и изоляции) теплота передается от внутренней поверхности трубопровода к наружной (граница  $\Gamma_2$ );
3. за счет теплопроводности теплота с наружной поверхности поступает в грунт;
4. выведенная в грунт теплота плюс теплота замерзания грунта отбираются с помощью конвекции наружным воздухом.

В соответствии с динамикой промерзания грунта вокруг трубопровода его различные (достаточно малые) участки могут быть классифицированы следующим образом:

- Участки 1-го вида

Для трубопровода этих участков характерно наличие талого грунта (в любой момент времени) как вокруг трубопровода, так и на любой глубине под ним.

- Участки 2-го вида

Трубопровод всегда окружен талым грунтом, однако в наиболее холодный период времени появляется мерзлый грунт под трубопроводом, который затем переходит в талое состояние при увеличении температуры наружного воздуха.

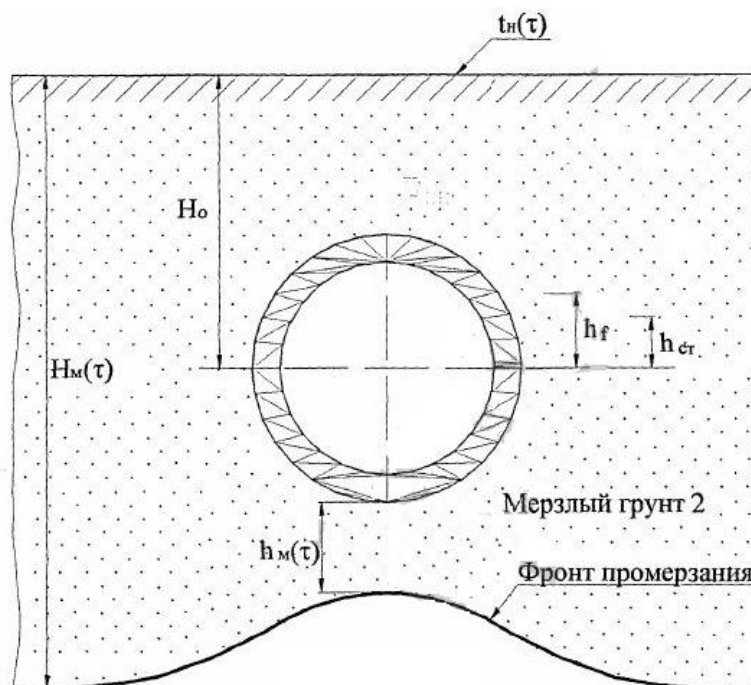
- Участки 3-го вида.

В некоторый момент времени происходит полное промерзание грунта вокруг трубопровода, которое сохраняется длительное время.

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

## 2.1.2 Оценка силового взаимодействия мерзлого грунта и нефтепровода

Морозное пучение, процесс, который требует особого внимания при изучении проблем взаимодействия нефтепровода и грунта. Морозное пучение является следствием изменения высотного положения нефтепровода под действием нормальных сил, возникающих в многолетнемерзлом грунте. Из-за возникновения этого, негативно влияющего на нефтепровод, фактора следует более подробно изучить весь механизм процесса пучения. На рисунке 14 представлена схема взаимодействия подземного нефтепровода с грунтом подверженным пучению.



$H_0$  – глубина заложения трубопровода;

$h_m(\tau)$  – толщина промерзшего грунта на значительном удалении от трубопровода;

$H_m(\tau)$  – толщина мерзлого грунта под трубопроводом;

$h_f$  – величина свободного пучения грунта равная  $f \cdot h_m(\tau)$ ;

$h_{ст}$  – величина стесненного пучения;

$F_m$  – равнодействующая нормальных сил морозного пучения;

$F_{вн}$  – внешняя сила, приложенная к трубопроводу;

$F$  – относительное пучение.

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

#### Рисунок 14 – Взаимодействие трубопровода с пучинистым грунтом

Для примера предположим, что один из участков трубопровода единичной длины  $l_0 = 1\text{ м}$ , был вырезан из трубопровода контактирующего с мерзлым грунтом, и под ним образовался участок промёрзшего грунта толщиной  $h_m$ . Следовательно, этот участок поднимется вверх на расстояние  $h_f$ . Эта величина – величина свободного пучения, оно определяется по формуле:

$$h_f = f \cdot h_m, \quad (4)$$

где  $f$  – относительное пучение;

$h_m$  – мощность промёрзшего грунта.

Относительное пучение точнее его коэффициент зависит от вида грунта и от его влажности. Если на пути перемещения участка  $l_0$  будет препятствие, либо его перемещению будет мешать внешняя сила  $F_{вн}$ , то величина перемещения участка будет равна  $h_{ст} < h_f$ , а процесс пучения будет называться стесненным.

В реальном случае эффект стесненного пучения возникает вследствие взаимодействия единичной длины  $l_0$  с обеими отсеченными частями трубопровода, а силовой характеристикой этого взаимодействия является изгибная жесткость  $EI$  трубопровода. В результате можно отметить что причина стеснения нефтепровода в грунте является его заземление в грунте.

Для того чтобы удерживать участок  $l_0$  в положении предшествующему действию пучения, к нему необходимо приложить внешнюю силу  $F_{вн}^{max}$ , но она должны быть обязательно равна равнодействующей силе  $F_M^{max}$  морозного пучения. Если величина  $F_{вн} < F_{вн}^{max}$ , то участок  $l_0$  переместится на расстояние  $h_{ст}$ , а результирующая сил морозного пучения будет уменьшаться до значений  $F_M = F_{вн}$  (следствие свойств самокомпенсации сил морозного пучения). Для каждой величины  $F_{вн}$  присутствует своя величина  $h_{ст}$ , в первом приближении зависимость  $F_{вн}(h_{ст}) = F_M(h_{ст})$  будет считаться линейной. Зависимость равнодействующей нормальных сил пучения  $F_M$  от величины

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

стесненного пучения  $h_{ст}$  показана на рисунке 15.

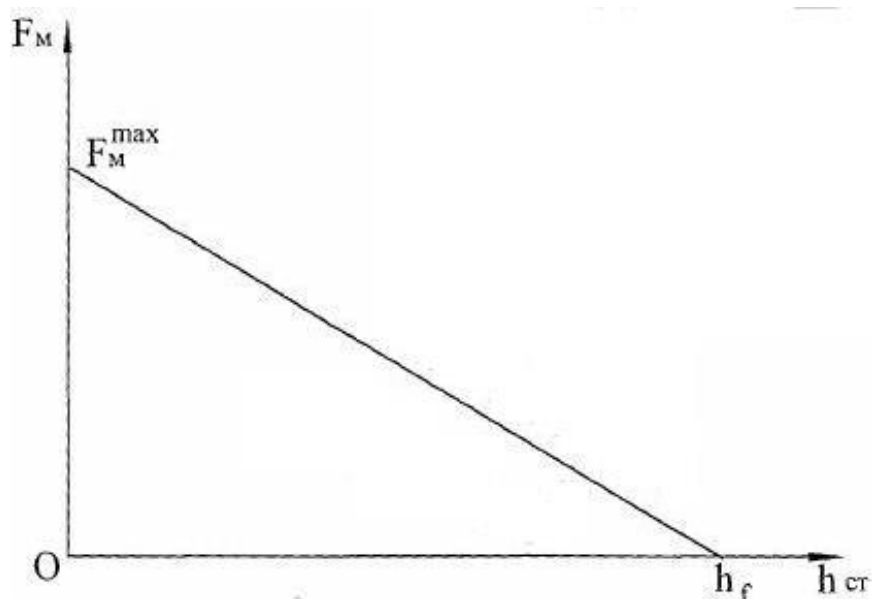


Рисунок 15 – Зависимость равнодействующей нормальных сил пучения  $F_M$  от величины стесненного пучения  $h_{ст}$  [7]

Линейную зависимость представленную на рисунке 15 можно описать формулой:

$$F_M(h_{ст}) = F_M^{max} * (1 - \frac{h_{ст}}{h_f}) \quad (5)$$

Изучение влияние морозного пучения на трубопроводы, и основания зданий и сооружений ведется очень давно, но нужно отметить, что величины  $F_M^{max}$  и  $f$  нуждаются в более тщательном рассмотрении.

Освоение северных районов, где строятся и эксплуатируются длительные трассы нефтепроводов, для которых и актуально глубокое сезонное промерзание морозных грунтов, делает учет воздействия пучения на нефтепровод необходимой.

Для определения значений  $F_{вн}^{max}$  используются следующие подходы:

1. Проведение подсчетов полевых испытаний и их обработка в соответствии с [8];
2. Гипотеза Айнбиндера, которая связана с пассивным давлением морозного грунта на фронте промерзания [9].

Проведем анализ приведенных подходов поподробнее. Пучение промерзающего грунта оказывает давление на подошву фундамента, это

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

давление определяется по формуле:

$$\sigma_M^{max} = 2K_a * \frac{h_M}{B} * \sigma_S, \quad (6)$$

где  $K_a$  – коэффициент условий работы пучинистого грунта под подошвой фундамента, шириной в определяется по рисунку 16;  
 $\sigma_S$  – сопротивление смещению.

Для нефтепровода за ширину в берется наружный диаметр трубы.

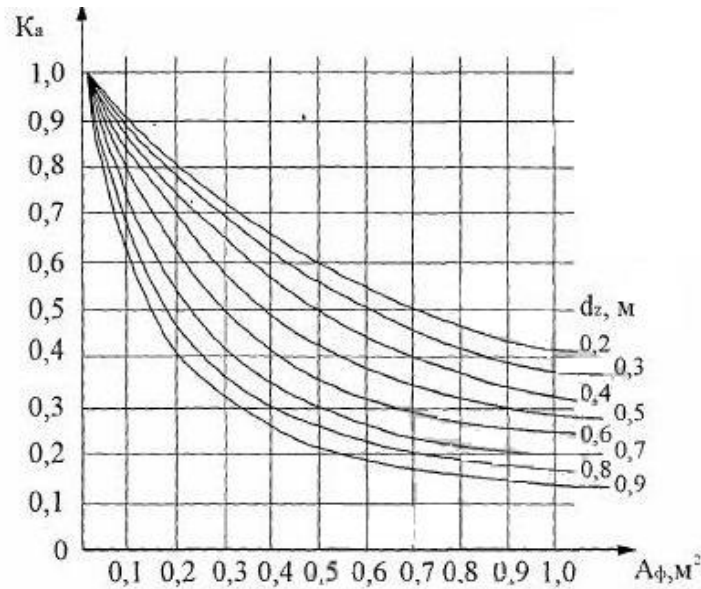


Рисунок 16 – Зависимость коэффициента  $K_a$  от площади подошвы  $A_\phi = D_H * l_0$  единичного участка длины  $l_0 = 1\text{ м}$  и глубины промерзания  $d_z = h_M$  под ним

Скорость пучения  $v_f$  грунта определяется по формуле:

$$v_r = \frac{\Delta h_M}{\Delta \tau} = f * \frac{\Delta h_M}{\Delta \tau}, \quad (7)$$

где  $\Delta h_M$  – изменение толщины промерзшего под трубопроводом грунта за время  $\Delta \tau$

$f$  – выбирается по таблице 3.

Таблица 3 – значение коэффициента  $f$  [10].

Пучинистость грунта	Значение $f$
Практически непучинистые	$f \leq 0,01$
Слабопучинистые	$0,01 < f \leq 0,035$
Среднепучинистые	$0,035 < f \leq 0,07$
Сильнопучинистые	$0,07 < f \leq 0,12$



Второй подход к определению значения  $\sigma_M^{max}$  опирается на гипотезу Айнбиндера, основные положения которой заключаются в следующем. При наличии стесненного пучения возникающие силы нормального морозного пучения действуют и на примыкающий к фронту талый грунт. Тогда напряжение, развиваемое пучением, не может превысить максимального бокового давления на грунт (талый грунт под фронтом промерзания считается несжимаемым). Учитывая, что максимальное боковое давление равно пассивному давлению грунта на отметке фронта промерзания и используя рисунок 14 и формулу для пассивного давления грунта, получаем следующую формулу для определения  $\sigma_M^{max}$ :

$$\sigma_M^{msx} = \rho_2 * g * (H_0 + R_H + h_M) * tg^2 * \left(45^0 + \frac{\varphi_2}{2}\right) + 2C_{2гр}tg \left(45^0 + \frac{\varphi_2}{2}\right), \quad (8)$$

где  $\rho_2$ ;  $\varphi_2$  и  $C_{2гр}$  – плотность, угол внутреннего трения и удельное сцепление грунта в талом состоянии;

$g$  – ускорение свободного падения.

### 2.1.3 Исследование осадки нефтепровода на участках контакта с многолетнемерзлыми грунтами

Нефтепровод, проложенный на участках контакта с многолетнемерзлыми грунтами, как уже было сказано ранее, несет огромное воздействие на грунт. В частности, за счет растепляющего воздействия «горячей» трубы на холодный грунт происходит оттаивание массива под трубопроводом. Этот процесс несет огромную опасность для экологической обстановки в связи с возможным нарушением целостности системы, возникновений в трубе трещин, что приводит к утечкам нефти, остановкам перекачки.

Результат оттаивания грунта под нефтепроводом или вокруг него называется ореол оттаивания. Именно в пределах ореола оттаивания снижается прочность мерзлого грунта, что приводит к его осадке, и следственно, осадке самого трубопровода. Понижение уровня трубопровода

относительно горизонта может достигать достаточно больших величин. Границы ореола оттаивания всегда непостоянна, она колеблется и зависит от температуры грунта, температуры трубопровода и его диаметра. Именно эта непостоянность в оттаивании часто бывает основной причиной аварий, так как возникают прогибы, провисы и т.д.

Как отмечалось ранее, температура нефтепровода по длине трубы на одном и том же участке, прежде всего из-за передачи тепла в окружающий трубопровод грунт. Например, нефть в летний период поступает в трубопровод с перекачивающей станции с положительной температурой. Но на подходе к потребителю, либо на следующую перекачивающую станцию ее температура снижается, причем иногда в два раза. В зимний же период процесс остывания происходит гораздо быстрее, что делает необходимо устанавливать дополнительные нагревательные пункты, чтобы вязкость нефти не опустилась до критической.

Графически колебание температуры по длине трубопровода на одном участке можно представить, как отмечено, например, на рисунке 17.

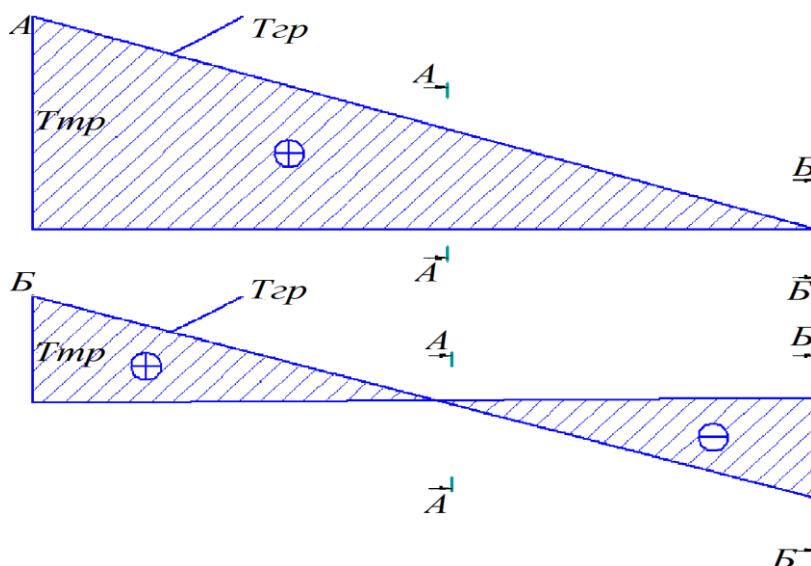


Рисунок 17 – Температура по длине трубопровода: а – летом; б – зимой

На рисунке видно, что на участке до сечения А-А трубопровод в любой период времени находится в горячем состоянии, а на участке от сечения А-А до Б-Б в течении некоторого времени – в горячем состоянии, а оставшееся время года в холодном[11].

Следовательно в течении всего периода эксплуатации на участке сечения до А-А в грунт будет поступать тепло и он будет непрерывно оттаивать. На участке А-Б грунт будет периодически оттаивать и замерзать. Поэтому не стоит забывать приведенную ранее классификацию трубопроводов по температуре.

Процесс осадки слоя оттаявшего грунта очень сложный процесс, который можно разделить на два этапа:

1. Осадка оттаивания учитывает осадку основания, складывающуюся из изменения объема льда при переходе его в воду и изменения объема от некоторого закрытия макротрещин грунта при оттаивании. Величина осадки оттаивания зависит от физико-механических свойств грунта, характеризуемых величиной коэффициента оттаивания;
2. Осадку уплотнения слоя грунта. Осадка оттаивания учитывает осадку грунта от собственного веса и внешней нагрузки. Величина осадки уплотнения зависит от физико-механических свойств грунта, характеризуемых величиной коэффициента относительного уплотнения (сжимаемости) [12].

Для того чтобы избежать последствий осадки нефтепровода из-за оттаивания грунта существует множество способов. Но прежде чем бороться с оттаиванием необходимо спрогнозировать результат этого оттаивания. Именно этот результат и будет определяющим к действиям по борьбе с последствиями.

В результате прогноза можно определить величину ореола оттаивания на конкретном участке нефтепровода за конкретный промежуток времени. Прогноз осуществляется средствами компьютерных комплексов, которые рассмотрим позже.

Чтобы наглядно познакомиться с прогнозированием осадки и пределов оттаивания грунта под нефтепроводом возьмем данные с действующего

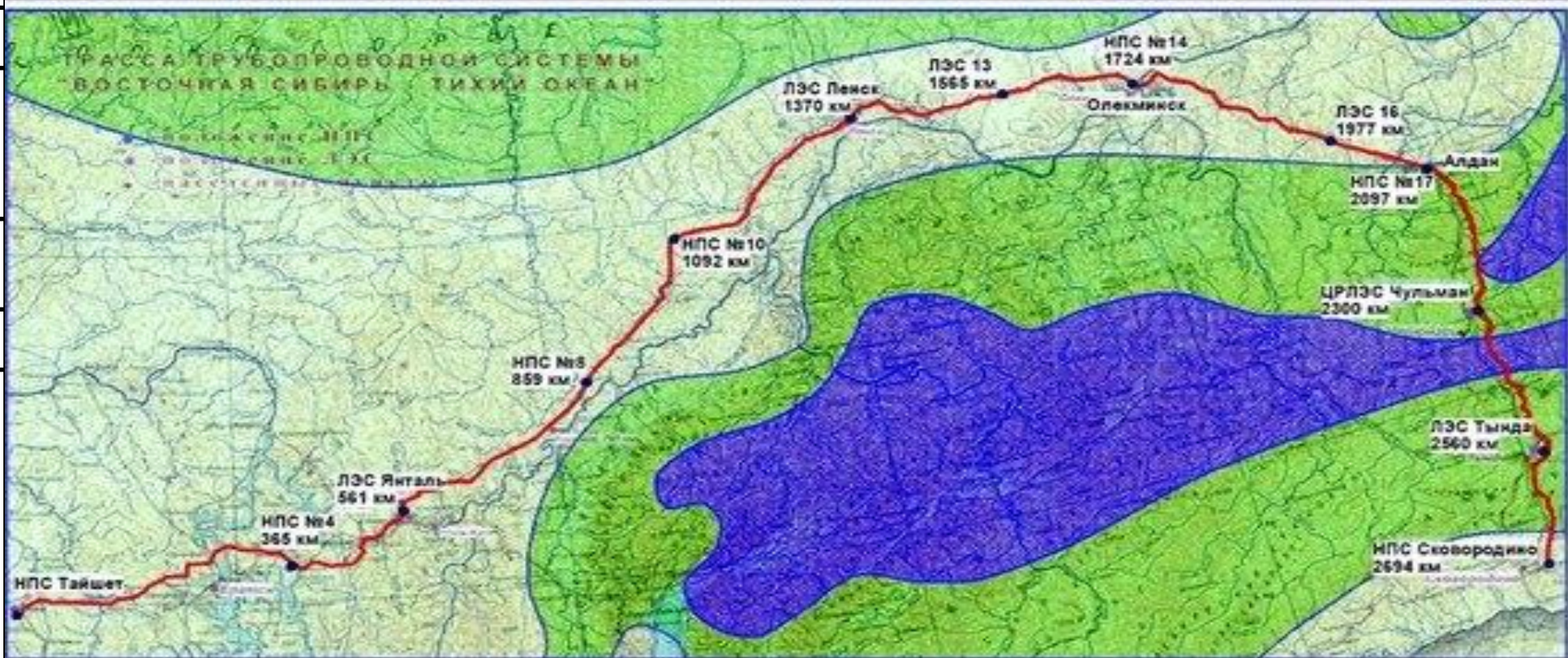
					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

участка нефтепроводной системы ВСТО-1, которая проложена на участках многолетнемерзлых грунтов.

Трасса трубопровода ВСТО-1 проходит в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов. Протяженность участков с многолетнемерзлыми грунтами около 750 км (рисунок 18).

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Изм.  
Лист  
№ докум.  
Подпись  
Дата



- Зона редкоостровного, островного и массивного-островного распространения ММП со средними годовыми температурами Тер от +3 до -1°C и мощностью мерзлой толщи (М) от 0 до 100 м
- Зона сплошного распространения ММП с Тер от -1 до -3°C, М от 50 до 300 м
- Зона сплошного распространения ММП с Тер от -3 до -5°C, М от 100 до 400 м

Рисунок 18 – Схема распространения многолетнемерзлых грунтов на протяжении трассы трубопровода ВСТО-1[12]

Объект и методы исследования

ОАО «Транснефть» для прогнозирования осадок на трубопроводной системе ВСТО-1 при контакте с ММГ разработана специальная методика которая состоит из нескольких этапов:

1. Определение участков, которые наиболее подвержены оттаиванию;
2. Прогнозные расчеты температурного состояния при работе нефтепровода в разных режимах перекачки;
3. Прогнозные расчеты положения трубопровода после оттаивания и усадки грунта;
4. Методы борьбы с оттаиванием и растеплением грунта.

Выбор наиболее опасных участков с точки зрения осадки грунта на трассе трубопровода ВСТО 1 проводился в соответствии со СНиП 22-01-95 «Геофизика опасных природных воздействий»[13], по которому определялись признаки развития термокарстов. Согласно СНиП различают 3 категории:

- островные зоны мерзлых грунтов, которые склонны к просадкам и осадкам при повышении температуры;
- наличие характеристик физико-химических свойств мерзлых грунтов основания нефтепровода
- отсутствие на участках ММГ термометрических наблюдений.

Расчеты производились комбинированным способом – часть вручную, а часть при помощи программы для компьютерного моделирования PLAXIS [14]. Определение зависимости осадки грунта производится по формуле:

$$S_{\text{отт}} = Ah + ah\rho, \quad (9)$$

где А – коэффициент оттаивания( находится по результатам испытаний, см<sup>2</sup>/кг;

а – коэффициент относительного уплотнения мерзлого грунта (находится по результатам лабораторных испытаний);

ρ – удельное уплотняющее давление, кг/см<sup>2</sup>;

h – мощность слоя оттаявшего грунта;

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46



Для расчета осадки, второй член зависимости (осадка уплотнения) заменяется на число, полученное в результате моделирования в программном комплексе PLAXIS. При наличии же под трубопроводом нескольких слоев грунта, величина осадки рассчитывается по формуле:

$$S_A = \sum h_i * A_i, \quad (10)$$

где  $A_i$  – коэффициент оттаивания для  $i$ -го слоя грунта;

$h_i$  – глубина оттаивания для  $i$ -го слоя грунта.

В результате проведения анализа были определены ряд участков для которых производились прогнозы осадок. Для выбранных участков, контактирующих с многолетнемерзлыми грунтами, были произведены теплотехнические расчеты для прогноза ореолов оттаивания и осадки нефтепроводов. Режимы работы нефтепровода задавались следующие:

- 1-2 год – 15-30 млн. т/год;
- 4-10 года – 30-45 млн. т/год;
- 15-25 лет – установившиеся и постоянные 45 млн. т/год.

Расчеты производились с учетом физических свойств грунта, температуры окружающей среды и т.д. Результаты расчетов прогнозы представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты прогноза осадки трубопровода и протаивания ММГ [12]

Участок	Эксплуатационные километры	Год							
		2010 г.		2012 г.		2014 г.		2037 г.	
		Глубина оттаивания, м	Осадка, см	Глубина оттаивания, м	Осадка, см	Глубина оттаивания, м	Осадка, см	Глубина оттаивания, м	Осадка, см
1	464,0+76	1,10	1,30	1,75	3,10	2,25	4,50	4,85	11,8
2	1109,0+01,3	0,80	0,60	1,05	1,10	1,25	1,70	3,15	7,00

					Объект и методы исследования	Лист 47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3	1678,1+01,3	1,00	1,30	1,65	4,90	2,30	8,60	4,90	48,9
Продолжение таблицы 4									
4	1865,1+82	0,50	0,40	0,90	0,70	0,95	0,80	3,55	5,50
5	1747,6+75	0,55	0,4	0,8	0,6	0,85	0,7	2,25	0,7
6	1755,3+50	0,60	0,5	1,00	1,1	1,10	1,5	2,35	6,5
7	1757,3+40	0,60	0,5	1,05	1,3	1,15	1,7	2,95	8,9
8	1778,4+32	0,60	0,5	1,00	1,1	1,10	1,5	2,45	6,9
9	1865,1+82	0,55	0,4	1,10	1,4	1,25	1,9	3,15	8,4
10	1869,3+87	0,55	0,4	1,00	1,1	1,10	1,3	3,15	7,5
11	1870,6+26	0,55	0,4	1,00	1,1	1,05	1,2	2,55	6,3
12	2,016+17,83	0,50	0,4	0,90	0,7	0,95	0,9	2,35	5,7
13	2024,4+2,89	0,51	0,4	0,77	0,6	0,82	0,7	2,75	0,7
14	2028,8+55	0,48	0,4	0,78	0,6	0,85	0,7	3,05	1,1
15	2049,4+33	0,50	0,4	0,90	0,7	1,00	1,1	3,60	9,8
16	2091,0+42	0,50	0,4	0,95	0,9	1,05	1,2	3,60	10,9
17	2053,1+61	0,50	0,4	0,80	0,6	0,85	0,7	2,55	5,0
18	2080,3+17	0,50	0,4	0,84	0,7	0,96	0,9	3,15	7,0
19	2105,9+10	0,62	0,5	1,07	1,3	1,20	1,7	3,55	5,9
20	2110,5+54	0,55	0,4	0,90	0,7	1,05	0,7	4,60	0,7

Наглядно ознакомится с результатами оттаивания грунта можно ниже на рисунке 19, 20, 21, 22, 23.

					Объект и методы исследования				Лист
									48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					



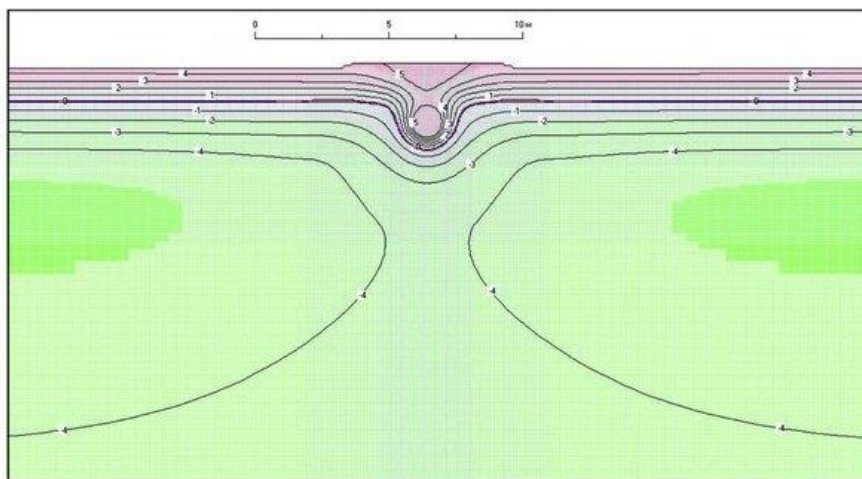


Рисунок 19 – Температурное поле вокруг нефтепровода и ореол оттаивания сентябрь 2010 г. [12]

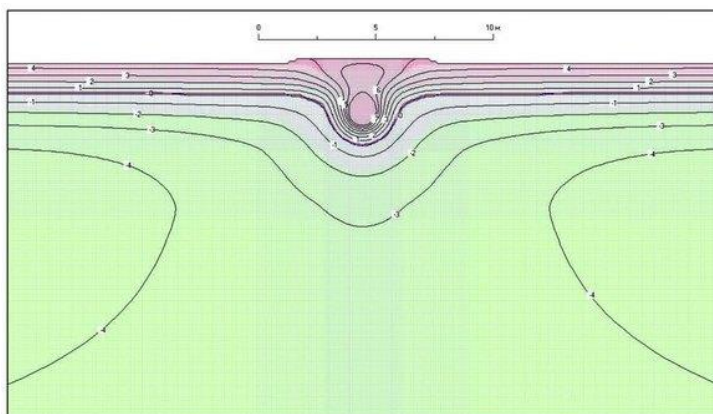


Рисунок 20 – Температурное поле вокруг нефтепровода и ореол оттаивания сентябрь 2012 г. [12]

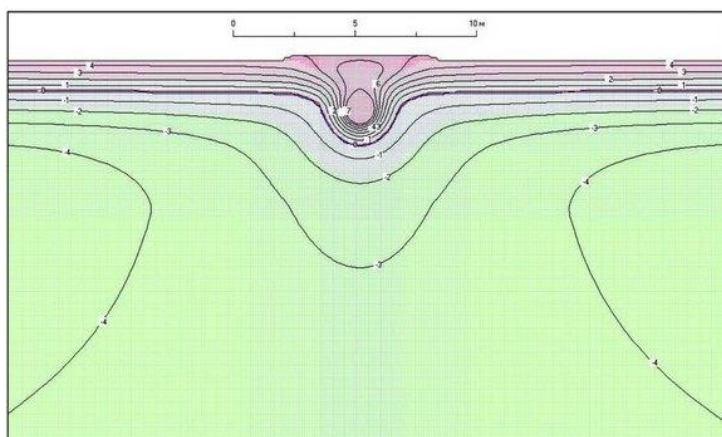


Рисунок 21 – Температурное поле вокруг нефтепровода и ореол оттаивания сентябрь 2014 г. [12]

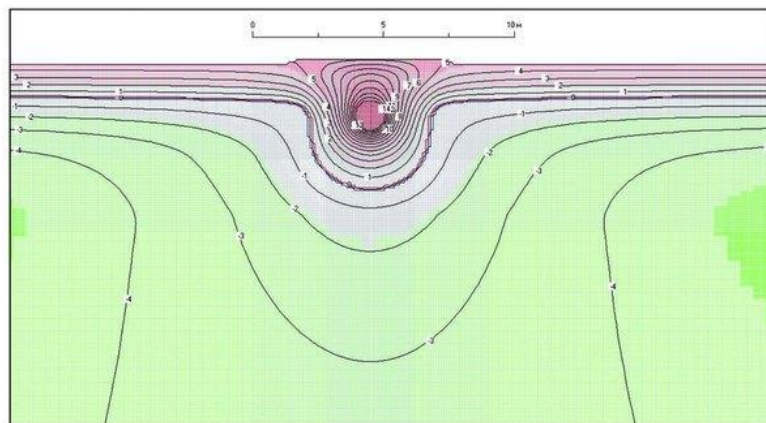


Рисунок 22 – Температурное поле вокруг нефтепровода и ореол оттаивания сентябрь 2038 г.[12]

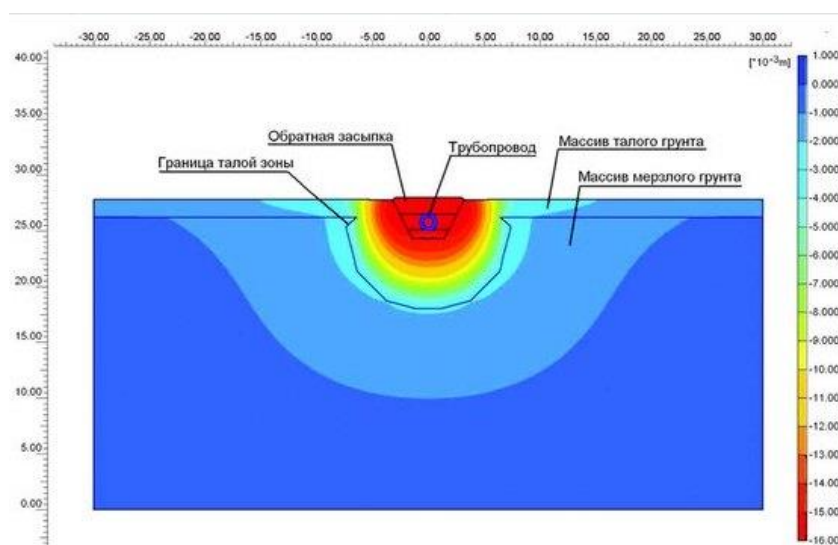


Рисунок 23 – Вертикальные деформации в грунтовом массиве и их распределение[12].

По результатам расчетов, можно сделать некоторые выводы:

- чем больше ореол оттаивания, тем, соответственно больше осадка;
- наибольшая осадка достигается за больший период времени;
- в некоторых местах осадка достигает критических отметок, что опасно для целостности нефтепровода.

#### 2.1.4 Исследование образования коррозии на нефтепроводах в многолетнемерзлых грунтах

Охрана окружающей среды от воздействия влияния технических средств, созданных человеком является на сегодняшний день актуальным

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

вопросом. Мировые компании в создании своих проектов постоянно консультируются с органами охраны природы. Соблюдение мер по защите окружающей среды является залогом ведения успешной работы, в том числе и нефтепровода. Однако влияние окружающей среды на объекты деятельности человека изучено не совсем достаточно. Один из примеров влияния природных процессов на объекты человека, является образование коррозии на теле металла трубы (нефтепровода).

Коррозия – это химический процесс разрушения металла от взаимодействия его с окружающей средой. Активность коррозии в зонах распространения многолетнемерзлых грунтов изучена недостаточно, так как есть мнение что, химические процессы на Севере и в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов замедлены. Обоснование этому – их высокое удельное электрическое сопротивление (более 1000-2500 Ом/м), а согласно «ГОСТ 19912-2001 «Методы полевых испытаний статическим и динамическим зондированием»[15] грунты высоким сопротивлением менее подвержены коррозии. Анализ литературы по данной тематике свидетельствует о неправильном представлении активности коррозии в этих зонах. Именно поэтому необходимо провести исследования влияния коррозии на нефтепроводы в этих условиях.

В [16] описаны опыты, проведенные для оценки коррозионной опасности для металла трубы в зонах распространения многолетнемерзлых грунтов и от чего она зависит. Для проведения опытов были выбраны три вида грунта: суглинок (район г. Воркута), кварцевый песок (район г. Новый Уренгой), торф (район г. Новый Уренгой);

В качестве металла трубы была использована металлическая пластина стальная (сталь 09Г2С), с размерами: ширина – 3 см, длинна – 3 см; толщина – 0,4см.

Грунты были помещены в пластиковые тубусы, в основании которых подготовленная металлическая пластина. Тубусы помещены в теплоизолированные ящики, и накрыты полиэтиленом для сохранения

					Объект и методы исследования	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

влажности. Исследования производились с тремя температурными режимами: мерзлое состояние –  $T = -20^{\circ}\text{C}$ , замерзание-оттаивание –  $T =$  от  $+20$  до  $-20^{\circ}\text{C}$ , комнатная температура –  $T = 20^{\circ}\text{C}$ ;

Каждый температурный режим исследовался по 60 циклов, 12 часов каждый.

При возникновении коррозии самым главным фактором, как и многих других процессов, происходящих в грунтах является его влажность. Поэтому в ходе исследований каждый образец грунта описанный ранее, специально увлажнялся дистиллированной водой, до той влажности, которая обуславливалась их гранулометрическим составом. Причем влажность подбиралась таким путем, чтобы образование коррозии на металле происходило максимально быстро. Грунт увлажнялся до: песок – 20%, суглинок – 35%, торф – 200%. Анализ показал, что концентрация влажности мерзлых грунтов увеличивается возле металлической пластины: песок – 2-3%, суглинок – 10-15%, торф – 5-10%.

По полученным данным можно сделать промежуточный вывод, что важную роль в концентрации влаги играет металлическая пластина, это заметно в образцах при промерзании.

Результаты, после каждого цикла промерзания, отслеживались с помощью микроскопа. На участках контакта металла и грунта наблюдалось наличие 3-4 прослоек льда с мощностью 0,1-0,3 мм. Они располагались параллельно металлической пластине и разделяющих их прослоек с цементирующим их льдом толщиной 0,8-1мм (рисунок 24).

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

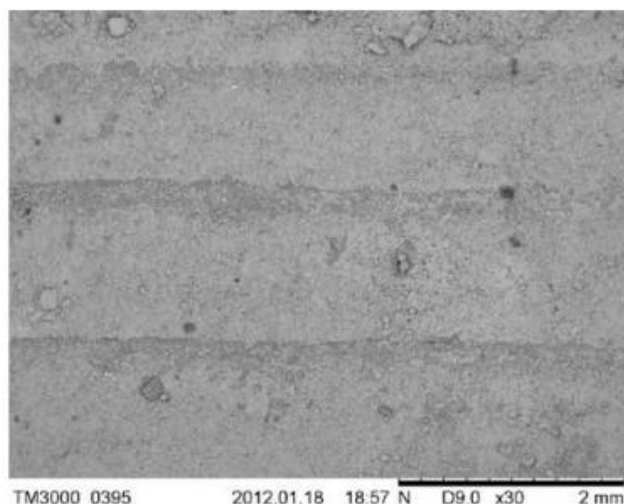
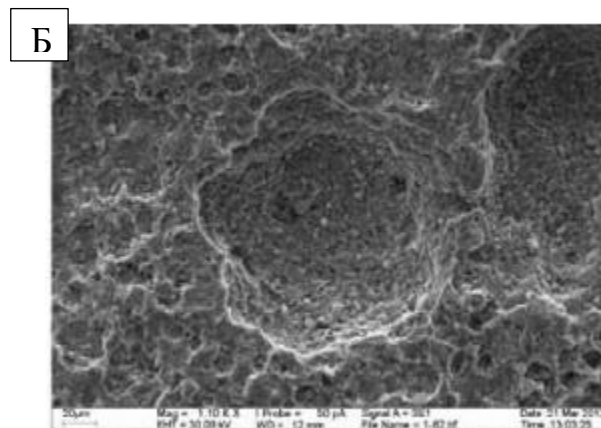
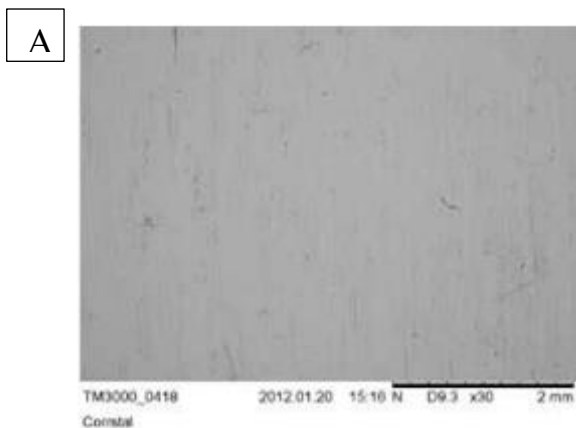


Рисунок 24 – Криогенная текстура циклически промерзавшего суглинка в приконтактной к металлу части образца, увеличение 30

Основной целью исследований была оценка коррозионной опасности металла на участках с многолетнемерзлым грунтами. Для этого все пластины, участвовавшие в эксперименте, отмывались от остатков грунта и продуктов коррозии раствором соляной кислоты с концентрацией 5%. Далее проводились обследования поверхности пластины под микроскопом. Результаты исследований представлены на рисунке 25.



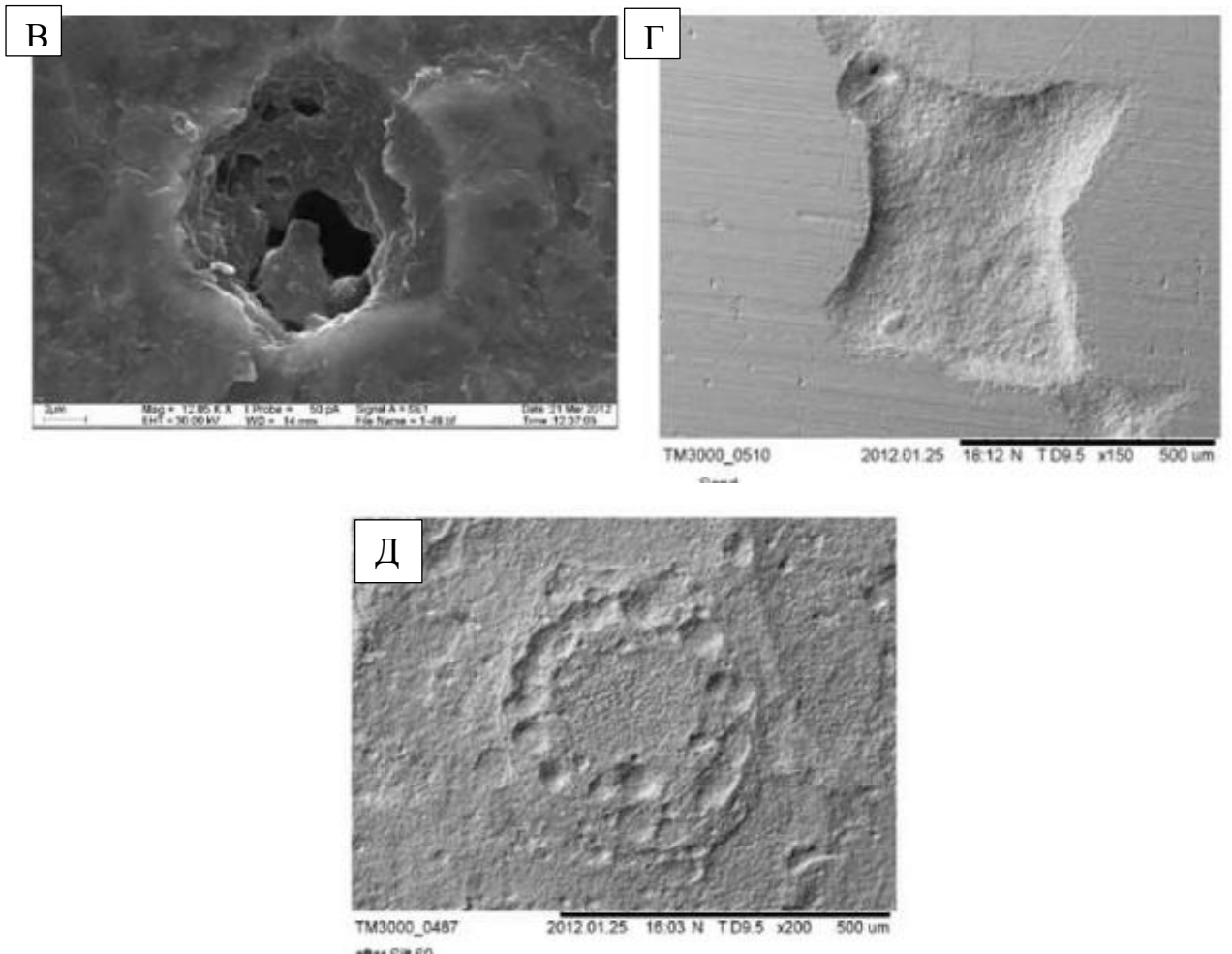


Рисунок 25 – Поверхность пластины под микроскопом (А); крупные каверны на поверхности пластины в образцах мерзлого песка (Б) и торфа (В); мелкие каверны в образце песка (Г) и суглинка (Д) [16]

Металл пластины образца отполирован до блеска, и при осмотре под микроскопом пластина выглядела идеально ровно (рисунок 25А), присутствовали только параллельные полосы, которые остались после полировки образца. При осмотре образцов, которые участвовали в исследовании, обнаружились значительные различия с исходным образцом. Абсолютно все образцы покрыты крупными кавернами, размеры и глубина которых различны (рисунок 25Б, В). Вероятно, образовавшиеся каверны, это центры будущего травления, и связаны они с характеристиками грунта. Кроме, исследования пластин на наличие коррозии, автор [16] рассчитал потери веса в результате коррозии. Расчет показал скорость коррозии для условий эксперимента. Результаты представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Скорость коррозии металлических пластин

№	Эксперимент	Вес до эксп. г	Вес после эксп. г	Абс. Коррозия, г	Скорость коррозии, мм/год
1	Песок при постоянной положительной температуре	31,7885	31,4597	0,3288	0,174
2	Суглинок при постоянной положительной температуре	31,5765	31,3753	0,2012	0,106
3	Торф при постоянной положительной температуре	31,7880	31,6785	0,1095	0,058
4	Песок при постоянной отрицательной температуре	31,7985	31,5956	0,2029	0,108
5	Суглинок при постоянной отрицательной температуре	31,7884	31,5162	0,2722	0,144
6	Торф при постоянной отрицательной температуре	31,5785	31,4742	0,1023	0,054
7	Песок при циклическом промерзании	31,6817	31,4363	0,2454	0,130
8	Суглинок при циклическом промерзании	31,7884	31,3840	0,4044	0,214

Продолжение таблицы 5					
9	Торф при циклическом промерзании	31,4712	31,1474	0,3238	0,171

По результатам, приведенным в таблице можно сделать ряд важных выводов:

- рассчитанная скорость коррозии вполне сопоставима с показателями скорости в природных условиях (на месторождениях Нового Уренгоя скорость коррозии – 0,4 мм/год). Разница объясняется определением скорости в условиях эксперимента, а не принятыми методиками;
- образование коррозии в многолетнемерзлом грунте происходит не в масштабах не меньше чем в немёрзлых, а в условиях циклического промерзания в 1,5-2 раза больше чем в немерзлых;
- разрушение зависит напрямую от свойств грунта (характера минерализации, влажности, состава);
- невнимательное отношение к образованию коррозии на нефтепроводах в многолетнемерзлых грунтах недопустимо;

## 2.2 Способы борьбы с воздействием нефтепровода на многолетнемерзлый грунт

С целью обеспечения безопасности на объектах трубопроводного транспорта, а именно на линейной части магистрального нефтепровода, проложенного на участках с многолетнемерзлыми грунтами, эксплуатирующие компании используют мелиорацию грунта. Это понятие включает в себя комплекс мероприятий, связанный с изменением состава, свойств, и других факторов для сохранения грунта в стабильном состоянии.

Методы воздействия на грунт подразделяются на две большие категории: активные (передача грунту холода или тепла); пассивные (влияют через вторичные параметры).

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56



Согласно [17], существует три группы средств воздействия на грунт:

1. Первая группа средств воздействует непосредственно на теплообмен между грунтом и окружающим воздухом и включает в себя ряд способов: навесы; посадка растительности; защита пленками и т.д.

2. Эта группа воздействует на изменение теплообмена в самом грунте. Способы воздействия разнообразны: электроосмос, осушение, полная замена грунта и т.д.

3. Третья группа влияет на температуру грунта при помощи передачи тепла или холода от естественного или искусственного источника. Естественные способы: каналы вентиляции, проветривание, обводнение. Искусственные же методы более распространённые: пар, хладагенты, химические смеси.

Рассмотрим некоторые, применяемые в большей мере средства, поподробнее.

### 2.2.1 Применение термостабилизаторов

Как уже отмечалось, сохранение состояния грунта при эксплуатации нефтепроводов на участках ММГ, основная задача инженеров. Недопущение оттаивания исключает возникновение аварий на действующем нефтепроводе. Опыт отечественного строительства в районах распространения мерзлых грунтов, безусловно, полезен при сооружении и эксплуатации трубопроводов. Средства, которые использовали конструкторы для укрепления грунта под фундаментом сооружений, с успехом используется и в трубопроводном транспорте. Один из таких методов термостабилизация грунта.

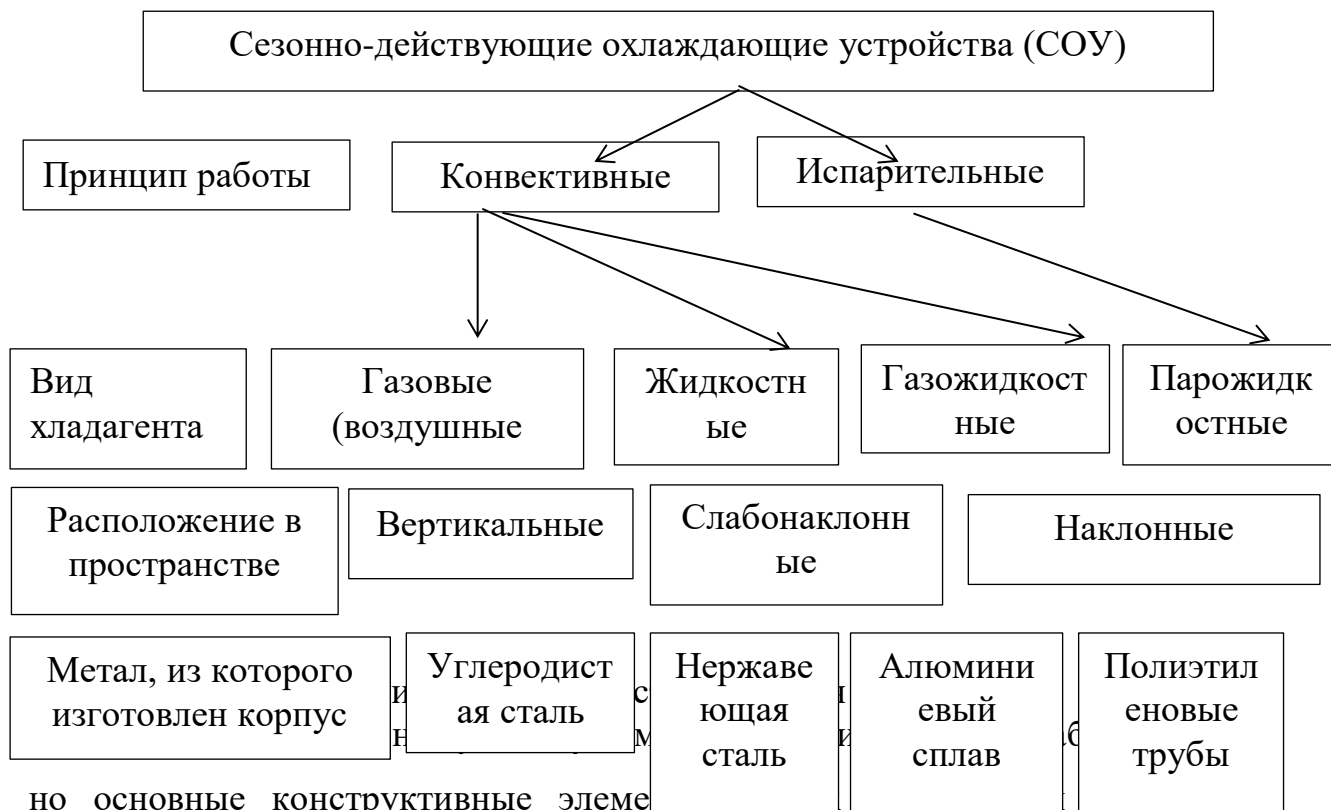
Сезонно-действующие охлаждающие устройства (СОУ) предназначены для поддержания грунта в мерзлом состоянии, что обеспечивает устойчивость зданий, сооружений на сваях, а также сохраняет замерзший грунт вокруг опор ЛЭП и трубопроводов, вдоль насыпей железнодорожных путей и автомобильных магистралей. [18]

Для термостабилизации использую различного типа СОУ. Они

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

классифицируются по следующему принципу (рисунок 26): принцип работы; вид хладагента; расположение в пространстве; металл, из которого изготовлен корпус, по конструкции.

Систематизация сезонно-действующих охлаждающих устройств приведена на рисунке 26.



но основные конструктивные эле

Конструкция

Широкий спектр типов и моделей охлаждающих устройств в зависимости от назначения

испарителя, трансп

выполняют термостабилизаторы, принцип ее очень прост, а самое главное термостабилизаторы не требуют ни какого вида энергозатрат. Принципиальная схема термостабилизатора и его работа показана на рисунке 27.

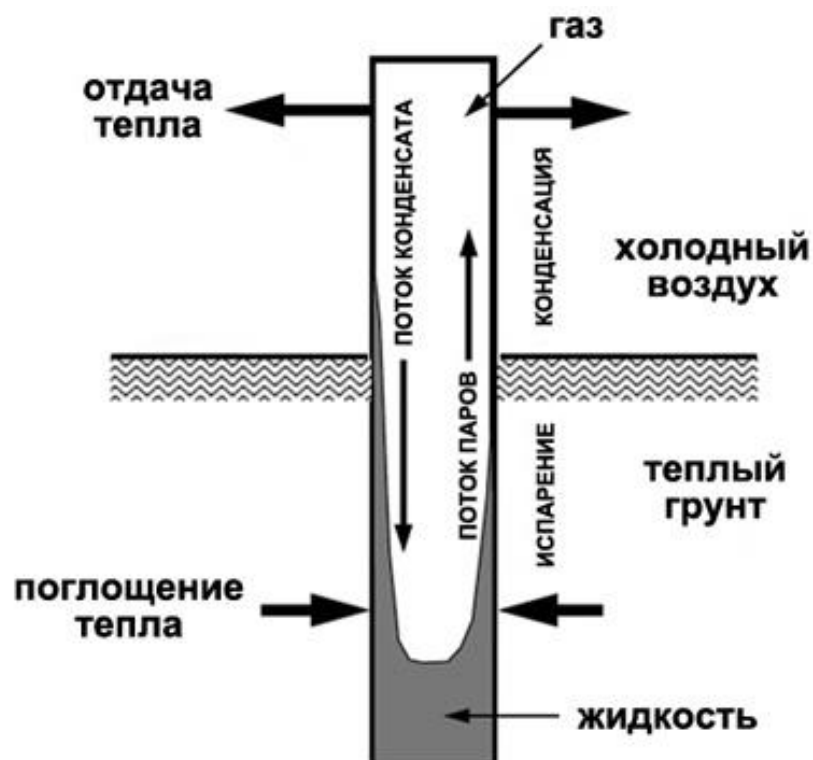


Рисунок 27 – Схема работы термостабилизатора [19]

Работа термостабилизатора заключается в следующем, нужно отметить, что для всех термостабилизаторов он одинаков. Теплоноситель устройства (хладагент, аммиак и др.) находится в герметичной трубе. Она состоит из пары одинаковых секций. Первая находится в земле и носит название – испаритель. Вторая, расположена на поверхности – радиаторная секция. Когда температура воздуха на поверхности становится ниже чем в грунте, хладагент начинает конденсировать. Снижение давления приводит к вскипанию и испарению хладагента. Этот процесс, иными словами, забирает приходящее тепло к грунту с поверхности, и выносит его обратно. Технологическая схема установки термостабилизаторов представлена на рисунке 28.

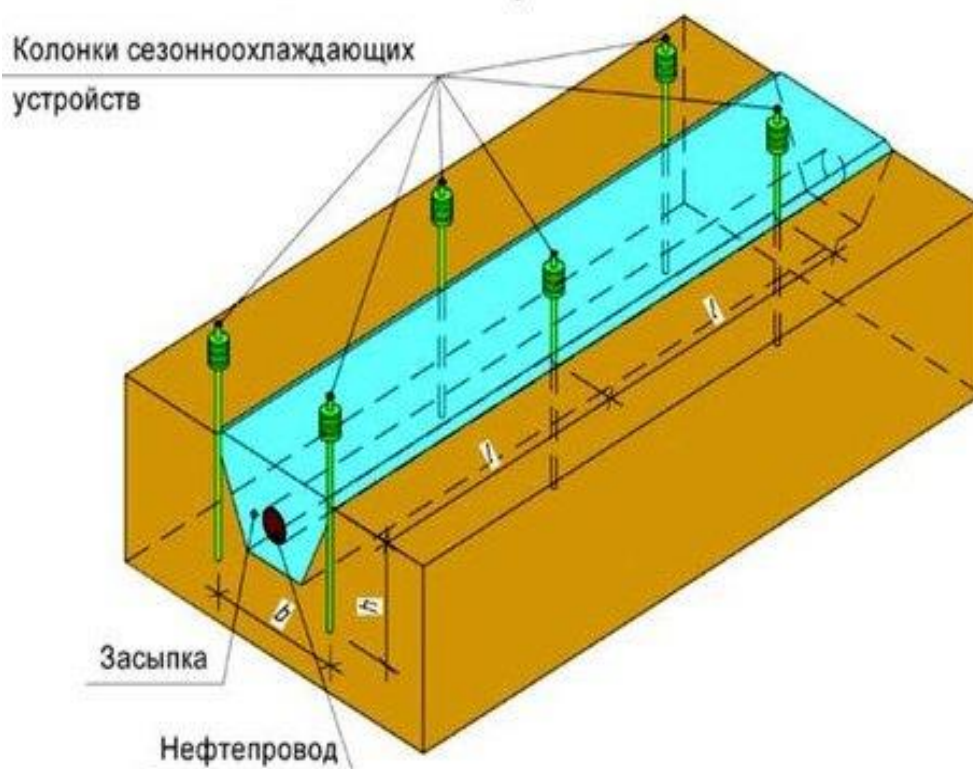


Рисунок 28 – Схема установки термостабилизаторов на нефтепроводе [12]

Термостабилизаторы на объектах трубопроводного транспорта применяются с целью:

- поддержание состояние грунта в мерзлым;
- замораживание грунта, для дальнейшего строительства трубопровода;
- уменьшение последствий теплового влияние нефтепровода на грунт;
- обеспечение устойчивости грунтового массива к осадке;

Термостабилизация грунтов один из основных методов поддержания грунта в состоянии сопротивляться влиянию нефтепровода. Он используется практически повсеместно, где нефтепровод контактирует с многолетнемерзлыми грунтами. Это очень дешевое и эффективное средство. И еще один плюс их использования – термостабилизаторы выпускаются на заводах России, что обеспечивает их своевременную доставку к месту работ и ускоряет процесс строительства или эксплуатации.

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

## 2.2.2 Теплоизоляция нефтепровода для недопущения оттаивания грунта

Необходимость защиты трубопровода от внешних воздействий появилась еще с самого начала их эксплуатации. За 30 лет нахождения трубы в земле, с ней происходят огромные изменения. Коррозия, растрескивание, вмятины – все это далеко не весь перечень дефектов трубопровода, которые приводят к его остановке или авариям. Решение применять изоляцию для защиты тела трубы от воздействий окружающей среды было очень оправданным.

Эксплуатация нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов, еще раз подчеркнуло важность использования изоляции. Но на этот раз инженеры добились от нее куда еще более практичное применение. Речь не просто об изоляции, а о теплоизоляции трубопровода.

Теплоизоляция трубопровода – по сути, та же изоляция, но ее отличительная особенность, способность не пропускать тепло от стенки трубы к грунту, подверженному оттаиванию. В отличие от обычной изоляции, теплоизоляция состоит из высокоэффективных материалов, обладающих теплоизоляционными свойствами. Теплоизоляция нефтепроводов должна выполнять ряд функций: уменьшение плотности нефти до нормативных величин; стабилизация температуры нефти в трубопроводе; поддержание требуемой температуры на контакте изоляции и грунта; недопущение оттаивания многолетнемерзлого грунта вокруг нефтепровода; выполнение всех свойств что и обычная изоляция.

Помимо функций которые выполняет теплоизоляция, она должна отвечать и ряду требований, которые необходимы для защиты нефтепровода и грунта: температура продукта обязана быть обеспечена в соответствии с требованиями вязкости этого продукта; транспортировка нефти в зонах многолетнемерзлых грунтов должна нести минимум потерь тепла; в зонах более глубокого распространения многолетнемерзлого грунта, необходимо устанавливать пункты обогрева нефти;

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

срок эксплуатации нефтепровода должен быть не меньше 25 лет [20].

Рассмотри теплоизоляцию нефтепровода более подробно. Для примера в работе представлен опыт применения теплоизоляционного материала компании «Экстрол».

Теплоизоляция компании «Экстрол» предназначена для изоляции трубопроводов (нефтепроводов, газопроводов и водопроводов) в зонах распространения многолетнемерзлых грунтов. Теплоизоляция состоит из пенополистирола высокого качества, что позволяет справиться с основными проблемами при транспортировке продукта.

Для теплоизоляции нефтепроводов проложенных подземным способом компания выпускает специальные изделия, которые называются полуцилиндры и сегменты. Их размеры зависят прежде всего от диаметра трубы и может изменяться от маленьких 57 мм до огромных 1420 мм. Работа теплоизоляции в сложных условиях обусловлена огромным температурным диапазоном который варьирует от  $-63^{\circ}\text{C}$  до  $+75^{\circ}\text{C}$ .

Материал теплоизоляции «Экстрол» обладает рядом положительных качеств:

- уникальные свойства теплоизоляции;
- закрытая гомогенная ячеистая структура;
- отсутствие капиллярного поглощения;
- огромное сопротивление сжатию и изгибу трубы;
- экологическая безопасность;
- удобность крепления (рисунок 29)

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62



Рисунок 29 – Крепление сегментов к трубопроводу с помощью ПЭТ-ленты и оцинкованных металлических пряжек.[21]

Благодаря высокой прочности материала, полуцилиндры и сегменты «Экстрол» не требуют дополнительной внешней защиты (кожухов) при подземной прокладке нефтепровода. Теплоизоляция предохраняет трубу от механических повреждений. Поэтому применение теплоизоляции возможно и на участках скалистых грунтов.

Применение теплоизоляции позволяет в два раза ускорить процесс монтажа и свести его к простой технологической операции. Схема возможных сегментов для теплоизоляции нефтепроводов представлена на рисунке 30.

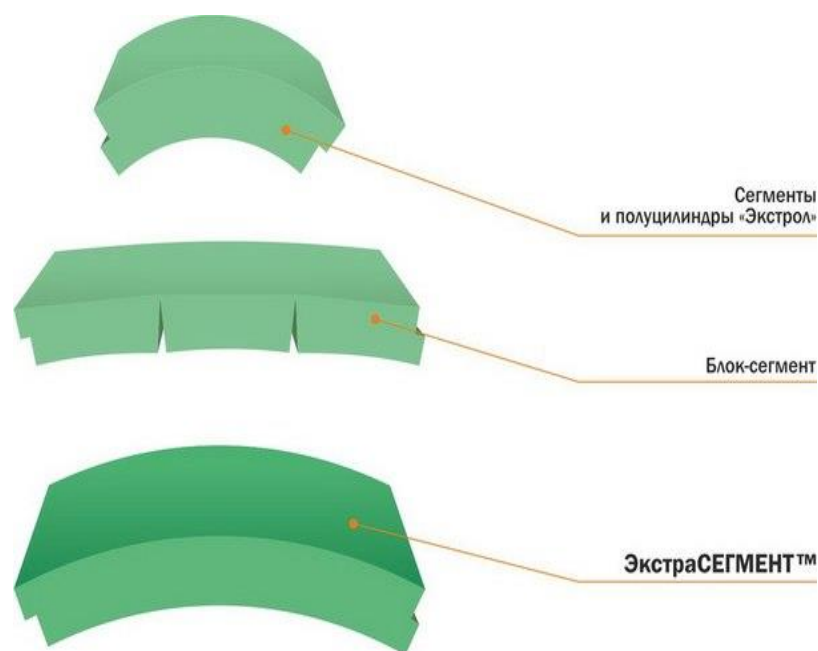


Рисунок 30 – Схема сегментов для теплоизоляции нефтепровода [21]  
 Анализ теплоизоляционных материалов показал что их применение на участках многолетнемерзлых грунтов является одним из оптимальных способов для термостабилизации грунта и защите нефтепровода от его воздействия. Современные технологии сделали теплоизоляцию недорогим, качественным материалом. Применение его существенно снижает экономические затраты и время на проведения работ.

### 2.2.3 Применение природного газа для термостабилизации грунта

Одним из способов борьбы с оттаиванием многолетнемерзлого грунта от теплового воздействия нефтепровода является использование природного газа. Как известно, в России, очень актуально последнее время применение природного газа в различных областях промышленности и производства. Кроме теплоизоляции и применения термостабилизаторов в [22] автор рассматривает еще один способ.

Суть его заключается в следующем. Снаружи нефтепровода, по которому ведется перекачка нефти с положительной температурой, монтируется еще один трубопровод небольшого диаметра, по которому перекачивается природный газ с отрицательной температурой. Труба с

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64



природным газом блокирует тепловое влияние нефтепровода и предотвращает оттаивание многолетнемерзлого грунта. Другой вариант использования этого метода заключается в поочередной перекачке продуктов трубопроводов (нефти и природного газа). Порции продуктов должны быть рассчитаны так, чтобы температура контакта в зоне «труба-грунт» не поднималась выше 0<sup>0</sup>С.

До сих пор этот метод не нашел практического применения, так как он является экономически невыгодным по сравнению с описанными выше. Возможно новые технологии и современная наука в ближайшем времени сделает этот метод используемым на нефтепроводах Российской Федерации.

### **2.3 Балластировка трубопроводов на участках многолетнемерзлых грунтов**

Для обеспечения устойчивости положения трубопровода в траншее на проектных отметках производится его балластировка или закрепление.

Для этой цели используются конструкции, создающие давление на трубопровод (пригрузку), а также конструкции, использующие пассивное давление (отпор) грунта в основании траншеи[23].

В зависимости от конкретных условий участка трассы трубопровода, характеристик грунтов, уровня грунтовых вод и схемы прокладки трубопровода применяются следующие конструкции и способы балластировки и закрепления трубопроводов:

- железобетонные утяжелители охватывающего типа УБО и клиновидные типа 1-УБКм;
- анкерные устройства винтового, раскрывающего типа (ВАУ, АР), а также вмораживаемые;
- минеральный грунт, в том числе с применением рулонных нетканых синтетических материалов (НСМ);
- полимерно-контейнерные балластирующие устройства (ПКБУ);
- групповой способ установки железобетонных утяжелителей и анкерных устройств;

					<i>Объект и методы исследования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

– повышенное заглубление трубопровода.

Железобетонные утяжелители охватывающего типа УБО изготавливаются по ТУ 102-300-81. Утяжелители типа УБО (рис.31, а) состоят из двух железобетонных блоков, двух металлических, защищенных изоляционным покрытием, или мягких, изготовленных из долговечного синтетического материала, соединительных поясов.

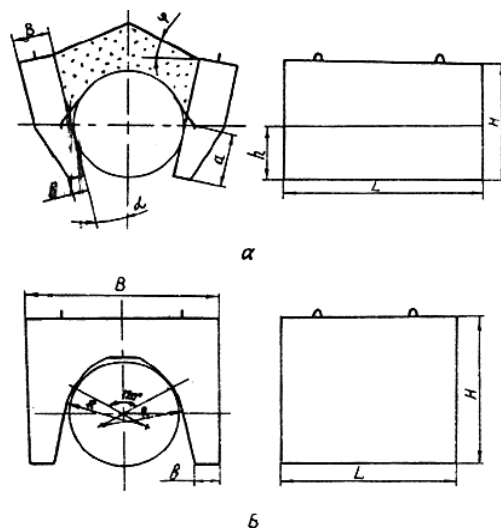


Рисунок 31 – Схемы конструкций железобетонных утяжелителей:

а - утяжелитель типа УБО; б - утяжелитель типа 1-УБКм

Техническая характеристика утяжелителя типа УБО приведена в таблице 6.

Железобетонные утяжелители клиновидного типа 1-УБКм изготавливаются по ТУ 102-421-86.

Утяжелитель представляет собой седловидный железобетонный блок (рис.31, б), поверхность которого, примыкающая к трубопроводу, образована двумя взаимно пересекающимися цилиндрическими поверхностями с радиусом больше, чем радиус трубы.

Техническая характеристика утяжелителя типа УБК приведена в таблице 7 [24].

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	
Объект и методы исследования	
Лист	67

Таблица 6 – Техническая характеристика утяжелителя типа УБО

Диаметр трубопровода, мм	Марка утяжелителя	Габаритные размеры блока, мм						Объем бетона, м <sup>3</sup>	Масса утяжелителя, кг
		<i>H</i>	<i>a</i>	<i>B</i>	<i>L</i>	<i>h</i>	<i>b</i>		
1420	УБО-1420-12	1600	600	600	1200	800	150	1,88	4324
1220	УБО-1220-13,5	400	550	600	1350	700	150	1,84	4232
1020	УБО-1020-15	1100	450	550	1500	600	150	1,46	3358
820	УБО-1020-15	1100	350	550	1500	600	150	1,46	3358
720	УБО-1020-15	1100	300	550	1500	600	150	1,46	3358
530	УБО-530-10	700	230	300	1000	300	100	0,36	828

Примечание. Масса утяжелителя определена для плотности бетона, равной 2300 кг/м<sup>3</sup>.

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	
Объект и методы исследования	
68	Лист

Таблица 7 – Техническая характеристика утяжелителя типа УБК

Диаметр трубопровода, мм	Марка утяжелителя	Габаритные размеры утяжелителя, мм					Объем бетона, м <sup>3</sup>	Масса утяжелителя, кг
		<i>L</i>	<i>H</i>	<i>B</i>	<i>R</i>	<i>b</i>		
1420	1-УБКм-1420-10	1000	1760	2400	1100	400	2,51	6020
1220	1-УБКм-1220-9	900	1570	2000	1100	290	1,69	4060
1020	1-УБКм-1020-9	900	1370	1840	1100	300	1,49	3580
820	1-УБКм-820-9	900	1120	1600	1000	300	1,12	2690
720	1-УБКм-720-9	900	1030	1500	800	310	1,03	2470
630	1-УБКм-720-9	900	1030	1500	800	310	1,03	2470
530	1-УБКм-529-9	900	760	1300	800	310	0,69	1660
478	1-УБКм-529-9	900	760	1300	800	310	0,69	1660
426	1-УБКм-426-9	900	690	1100	800	250	0,55	1320
377	1-УБКм-426-9	900	690	1100	800	250	0,55	1320

Примечание. Масса утяжелителя определена для плотности бетона 2400 кг/м<sup>3</sup>.

Полимерно-контейнерные балластирующие устройства (ПКБУ) с грунтовым наполнителем (рисунок 32) изготавливаются по ТУ 6-19-210-82 и представляют собой соединенные четырьмя силовыми лентами два контейнера из мягкого долговечного синтетического рулонного материала с металлическими распорными рамками.

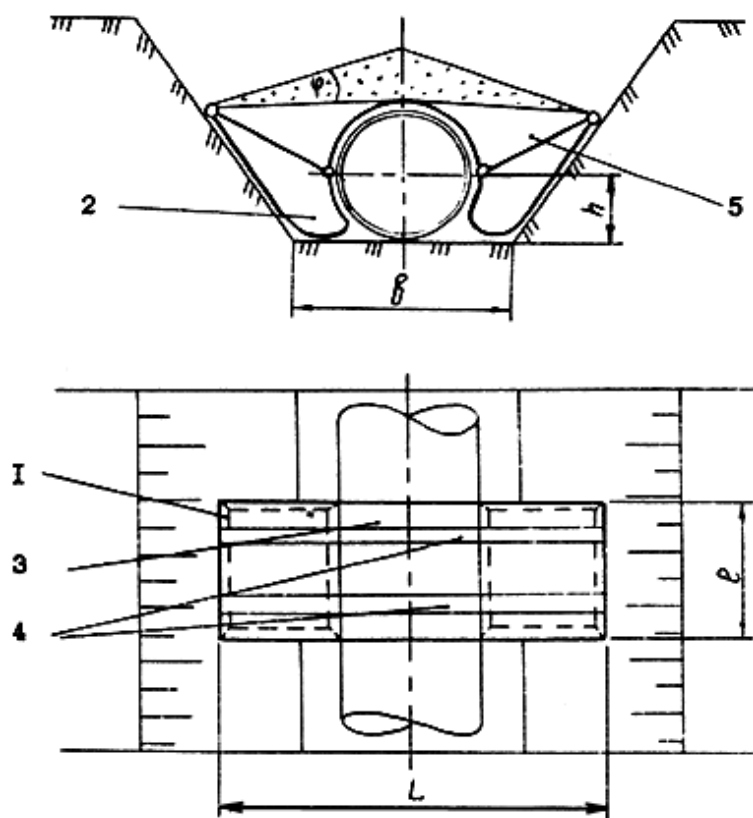


Рисунок 32 – Схема конструкции полимерно-контейнерного балластирующего устройства: 1 - рамка жесткости; 2 - емкость из мягкой ткани; 3 - нижняя грузовая лента; 4 - верхняя грузовая лента; 5 - противоразмывная перегородка

Ленты изготавливаются из синтетического материала. Между лентами вшиты вертикальные противоразмывные перегородки. Техническая характеристика ПКБУ приведена в таблице 8.

Для увеличения производительности труда и учета в балластировке массы грунта засыпки траншеи железобетонные утяжелители и ПКБУ устанавливают групповым способом.

Балластировка трубопроводов грунтом производится путем увеличения глубины траншеи. В зависимости от характеристик грунтов обратной

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

засыпки и диаметра трубопровода достигается частичная или полная величина нормативной интенсивности балластировки.

Таблица 8 – Техническая характеристика ПКБУ

Диаметр трубопровода, мм	Габаритные размеры устройства, мм			Объем грунта в комплекте, м <sup>3</sup>
	<i>L</i>	<i>h</i>	<i>l</i>	
1420	4200	600	1500	5,1
1220	3800	600	1500	4,1
1020	3000	450	1500	2,6
820	2400	350	1500	1,7
720	2300	350	1500	1,4

Балластировка трубопроводов грунтом с применением нетканого синтетического материала (НСМ) выполняется по схемам рисунок 33. В зависимости от характеристик грунта балластировка осуществляется по всей длине трубопровода или отдельными участками.

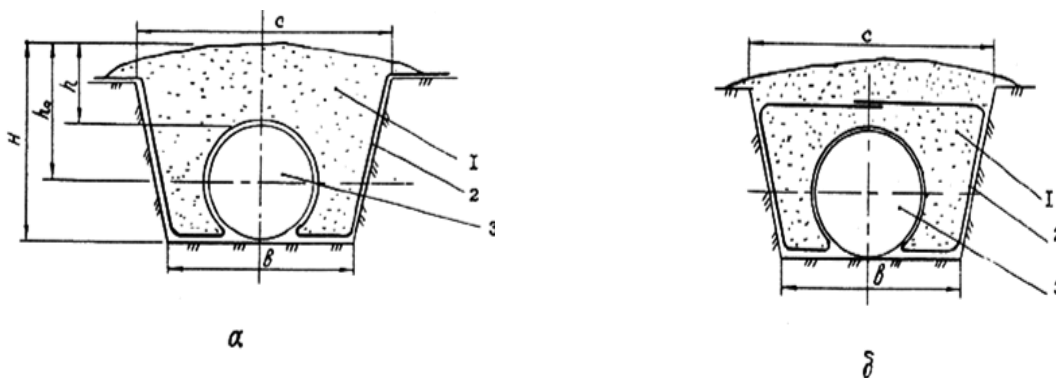


Рисунок 33 – Схемы балластировки трубопроводов грунтом с применением НСМ: а - для песчаных; б - для глинистых; 1 - минеральный грунт; 2 - полотно из НСМ; 3 - трубопровод

В качестве балластирующего устройства может применяться грунт, закрепленный добавками вяжущих компонентов по ТУ 38-101960-83 (тяжелые крекинг-остатки, битумы и т. д.). Балластировка трубопроводов закрепленным грунтом выполняется в виде перемычек совместно с железобетонными утяжелителями или анкерными устройствами (рисунок 34) [25].

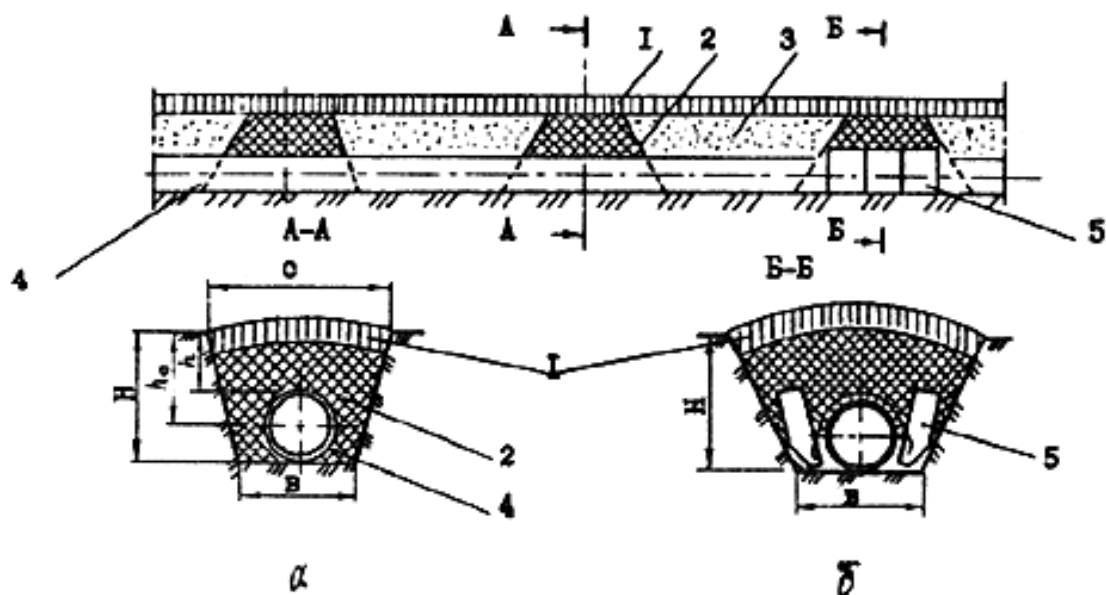


Рисунок 34 – Схема конструкций балластных перемычек:

а - балластная перемычка из закрепленного грунта; б - комбинированный способ балластировки; 1 - рекультивируемый слой грунта; 2 - закрепленный грунт; 3 - минеральный грунт; 4 - трубопровод; 5 - утяжелители типа УБО

Винтовые анкерные устройства типа ВАУ-1 (рисунок 35) изготавливают по ТУ 102-164-80 и рабочим чертежам ВНИИСТА. ВАУ-1 состоит из двух винтовых анкеров, двух анкерных тяг и силового пояса.

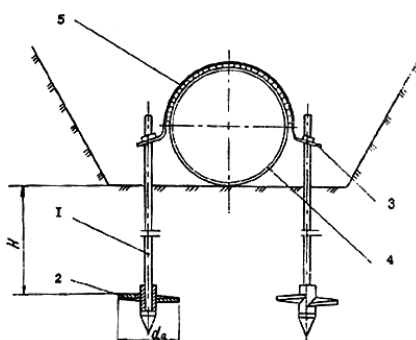


Рисунок 35 – Схема конструкции винтового анкерного устройства типа ВАУ: 1 - тяга анкерная; 2 - винт анкера; 3 - силовой пояс; 4 - трубопровод; 5 - прокладка

Свайные анкерные устройства раскрывающегося типа АР-401 и АР-401В изготавливаются по ТУ 102-318-82 и рабочим чертежам Тюменского филиала СКБ “Газстроймашина”. Анкерные устройства типа АР состоят из двух свайных анкеров и силового пояса (рисунок 36). Свайный анкер состоит

из тяги, выполненной из трубы диаметром 168 мм или металлической полосы, к которой шарнирно крепятся лопасти, расположенные попарно в два яруса.

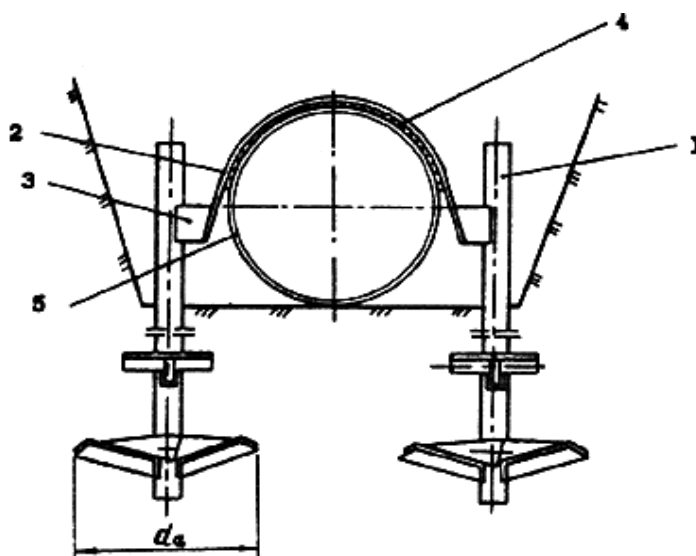


Рисунок 36 – Схема конструкции раскрывающегося анкерного устройства типа AP-401:

1 - анкер раскрывающийся; 2 - прокладка; 3 - хомут; 4 - мат; 5 - трубопровод

Вмораживаемые анкерные устройства дискового и стержневого типов изготавливаются по ТУ 102-455-88 и рабочим чертежам ВНИИСТа, ССО Центртрубопроводстрой.

Анкерное устройство дискового типа (рисунок 37) состоит из двух тяг с круглыми дисками, расположенными на определенном расстоянии друг от друга, двух ограничителей усилий и силового пояса.

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72



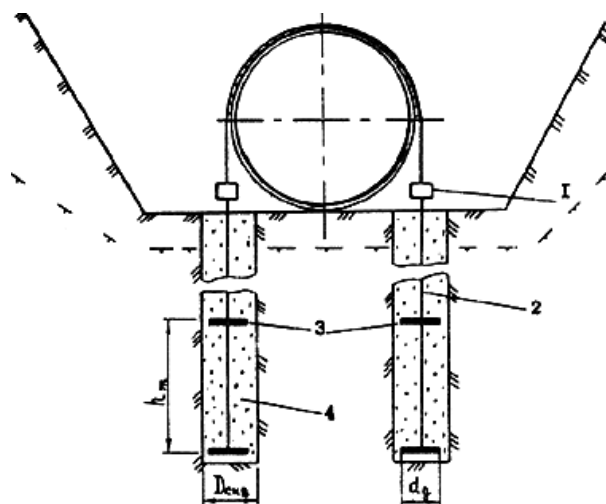


Рисунок 37 – Схема конструкции вмораживаемого анкерного устройства дискового типа:

1 - ограничитель усилий; 2 - тяга; 3 - металлические диски; 4 - грунтовый раствор

Анкерное устройство стержневого типа (рисунок 38) отличается от предыдущего тем, что в нем отсутствуют диски, а тяги выполнены из арматуры периодического профиля. Ограничители усилий в анкерном устройстве применяются в случае закрепления трубопроводов, прокладываемых в пучинистых грунтах.

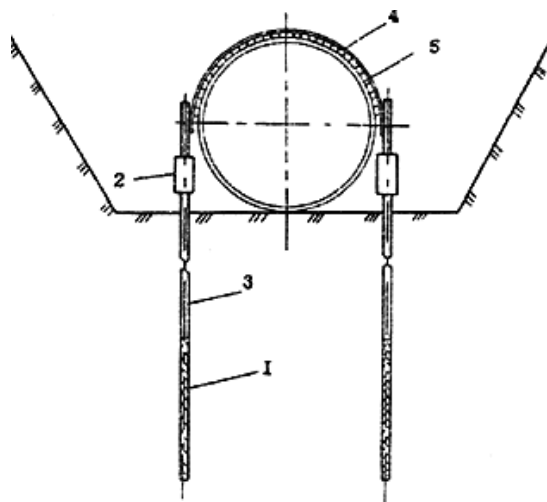


Рисунок 38 – Схема конструкции стержневого анкерного устройства:

1 - стержневой анкер; 2 - компенсатор; 3 - тяга; 4 - силовой пояс; 5 - футеровочный мат

Применяемые конструкции и способы баллаستировки и закрепления трубопроводов определяются проектной организацией и отражаются в

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

проекте (рабочем проекте), исходя из следующих основных факторов:

- характера и типа грунтов (их прочностных и деформационных характеристик);
- глубины траншеи;
- уровня грунтовых вод;
- глубины и типа болот;
- условий рельефа местности;
- схемы прокладки;
- методов и сезона производства строительного-монтажных работ;
- экономической целесообразности.

Балластировку трубопроводов железобетонными утяжелителями типов УБО и УБК можно производить на болотах всех типов, независимо от их глубины, вечномерзлых грунтах, поймах рек. При этом экономически целесообразно применять утяжелитель типа УБО в том случае, если имеется возможность использовать в качестве дополнительного балласта грунт засыпки траншеи.

Закрепление трубопроводов винтовыми анкерными устройствами ВАУ-1 можно производить на болотах, глубина которых равна или меньше глубины траншеи, при этом до засыпки траншеи должно быть обеспечено проектное положение трубопровода. Подстилающие болото грунты должны обеспечивать экономически целесообразную несущую способность винтовых анкеров. Также винтовые анкерные устройства следует применять для закрепления трубопроводов, прокладываемых на участках с прогнозируемым обводнением.

Анкеры раскрывающегося типа АР-401 и АР-401В можно применять для закрепления трубопроводов, прокладываемых на болотах и обводняемых территориях, при этом верхние лопасти анкеров после их раскрытия должны находиться в минеральном грунте на глубине не менее 3 м.

Винтовые анкерные устройства преимущественно применяются на болотах, подстилаемых песчаными и супесчаными грунтами, а анкеры

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

раскрывающегося типа АР - глинистыми и суглинистыми грунтами.

Железобетонные утяжелители и анкерные устройства применяются для балластировки и закрепления подводных переходов шириной 50 м и менее и проектируемых с учетом продольной жесткости труб. При этом утяжелители или анкерные устройства устанавливаются на неразмываемых береговых участках.

Полимерно-контейнерные балластирующие устройства применяются для балластировки трубопроводов, прокладываемых на обводненных и с прогнозируемым обводнением участках трассы. При заполнении контейнеров привозным минеральным грунтом эти устройства допускается применять и на болотах глубиной не более глубины траншеи.

Балластировку трубопроводов закрепленными грунтами можно производить на участках обводненной и с прогнозируемым обводнением территории при условии отсутствия воды в траншее в процессе производства работ (производство работ в зимнее время, удаление воды техническими средствами и т. д.).

Балластировку трубопроводов грунтом с применением нетканых синтетических материалов (НСМ) можно производить на участках с прогнозируемым обводнением, на обводненных и заболоченных участках трассы, на вечномерзлых грунтах при условии отсутствия воды в траншее в процессе производства работ (производство работ в зимнее время, удаление воды техническими средствами и т. д.).

Балластировку грунтом с применением НСМ по схеме рисунок 33,а производят при прокладке трубопроводов в песчаных грунтах, по схеме рисунок 33,б - в глинистых.

Закрепление трубопроводов вмораживаемыми анкерными устройствами производят в твердомерзлых песчаных и глинистых грунтах, включая болота с мощностью торфяного покрова не более глубины траншеи при условии, что несущие элементы вмораживаемых анкеров должны находиться в вечномерзлом грунте в течение всего срока их эксплуатации

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

[25].

Одним из условий надежной работы газотранспортных систем является обеспечение устойчивого положения подземного нефтепровода на проектных отметках. Установлено, что при использовании традиционных средств балластировки, например: утяжелители бетонные охватывающие (УБО), утяжелители бетонные клиновидные (УБК) и закрепления (винтовые и вмораживаемые анкеры), это условие часто невыполнимо.

Задача обеспечения высокого уровня надежности и эффективности функционирования магистральных нефтепроводов является комплексной проблемой. Одна из причин ухудшения работоспособности нефтепровода – его всплытие со сбросом утяжелителей.

Проблему устойчивости магистральных нефтепроводов необходимо решать не только на стадии производства, но и, как показывает практика, в периодах эксплуатации, когда проявляются участки с нарушением проектного положения.

Разработка методов повышения устойчивости северных трубопроводов, включающая оценку работоспособности средств закрепления трубопроводов в сложных условиях и рекомендации по обеспечению их устойчивости, является актуальной как для строящихся, так и для действующих систем магистральных трубопроводов и выполняется в соответствии с приоритетными направлениями развития науки и техники.

В северных районах страны трубопроводы на балластируемых участках на значительной протяженности находятся выше проектных отметок - оголены или всплыли со сбросом утяжелителей. Обследование трасс показывает, что первоначально всплывают балластируемые участки на углах поворота оси трубопровода в плане. В период следующего паводка, когда уровень воды превышает отметку средней образующей всплывшего ранее участка трубопровода, последний, повторно всплывая, увлекает за собой прилегающие подземные участки трубопровода, в результате длина всплывшего участка увеличивается, как принято говорить, "растет". Таким

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

образом, в течение ряда лет трубопровод может всплыть (и всплывает) на протяжении всего обводненного участка.

Основная причина - негативное влияние продольных (и, как следствие, поперечных) перемещений трубопроводов в грунте на работу системы трубопровод - утяжелители.

Как правило, в северных, да и в других районах работы по строительству трубопроводов на ММГ проводятся зимой, а ввод трубопровода в эксплуатацию - летом. В результате положительных приращений температуры (например, было минус 20°C, стало плюс 40°C, приращение 60°C) и давления (было 0, стало 7,5 МПа) в первый весенне-летний период трубопровод удлиняется.

При использовании УБК, монтируемых на трубопроводе диаметром 1420 мм с шагом в осях 1,5-2,5 м, заземленный в грунте засыпки утяжелитель не может переместиться вместе с трубопроводом в поперечном направлении, сохраняя устойчивость и балластирующую способность (рисунок 39).

Снижение балластирующей способности утяжелителей в сочетании с уменьшением глубины заложения трубопровода в грунт в результате его возвратно-поступательных поперечных перемещений приводит к всплытию трубопровода первоначально на участке угла поворота, что инициирует, как было отмечено, ежегодный рост длины всплывшего участка в период паводков.

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

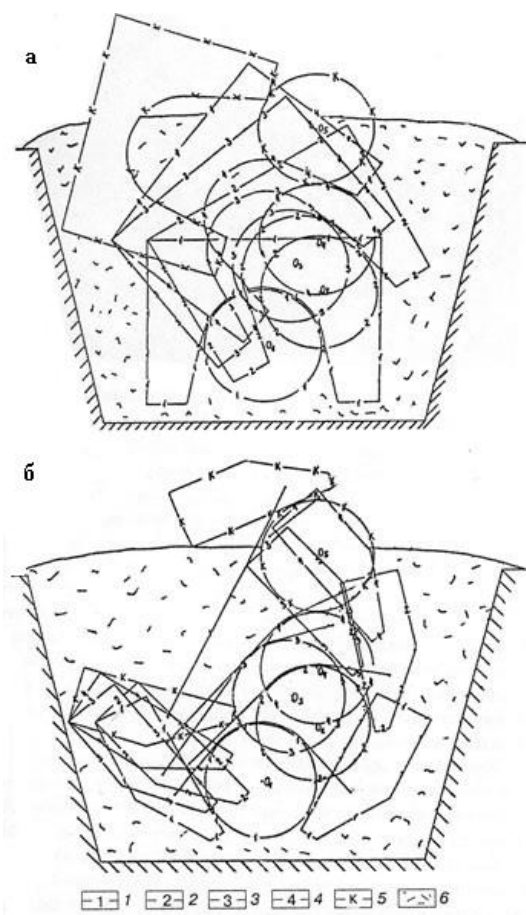


Рисунок 39 – Изменение пространственного положения утяжелителей УБК при поперечных перемещениях участка трубопровода (горизонтальный угол – на переходе через болото протяженностью 2 км): 1- проектное положение трубопровода и утяжелителя; 2-положение трубопровода и утяжелителя на первой стадии всплытия; 3-то же, на второй стадии всплытия; 4- то же, на третьей стадии всплытия; 5-трубопровод всплыл; 6- траншея для трубопровода диаметром 1420 мм

При перемещениях трубопровода в продольном направлении утяжелители УБК, зафиксированные в грунте засыпки и потому не имеющие возможности перемещаться вместе с трубопроводом, несмотря на применение защитных подкладок повреждают изоляционное покрытие трубопровода, так как они имеют малую поверхность контакта с трубопроводом и, следовательно, большое удельное давление на изоляционное покрытие (стенку трубопровода (около 1 МПа).

При использовании УБО, монтируемых на трубопроводе диаметром

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

1420 мм с шагом в осях 1,9-2,5 м, возвратно-поступательные поперечные перемещения вершины угла из гнутых кривых также приводят к сбросу утяжелителей (рисунок 39, б).

При продольных перемещениях трубопровода (блоки утяжелителей зафиксированы в грунте засыпки и не могут перемещаться вместе с трубопроводом) соединительные пояса, обжатые на поверхности трубопровода весом блоков утяжелителей и грунта засыпки над ними (около 4 т на каждый конец пояса), не могут сместиться по поверхности трубопровода и перемещаются вместе с ним, что приводит к значительному увеличению усилий в соединительных поясах и, как следствие, при определенной величине перемещений, к разрушению утяжелителя (разрыв поясов, вырыв крюков из тела блоков утяжелителей) с последующим всплытием трубопровода.

Во ВНИИСТе была поставлена задача: исследовать работу системы трубопровод диаметром 1420 мм - утяжелитель УБО при продольном перемещении трубопровода в грунте; выявить численную величину допустимых перемещений трубопровода с целью уточнения области применения утяжелителей УБО.

Установлена предельная величина перемещений подземного трубопровода, равная 40 мм, при которой допускается применение железобетонных утяжелителей. При использовании мягких соединительных поясов (из технической ткани) утяжелителей УБО эта величина составляет 50 мм. Для грубого расчета протяженность участков (где допускается применение железобетонных утяжелителей) от границы болота для трубопровода диаметром 1420 мм, при оговоренных приращениях температуры трубопровода и давления продукта, составляет: 40 м – при металлических соединительных поясах; 50 м – при мягких. На остальном протяжении балластируемого участка следует применять утяжелители, отвечающие двум принципиальным подходам.

1. Утяжелитель (утяжеляющее покрытие) должен перемещаться в

					Объект и методы исследования	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

грунте вместе с трубопроводом без взаимных смещений, при этом утяжелитель должен иметь малое лобовое сопротивление, а лучше не иметь его, и надежное сцепление (защемление) с трубопроводом. К таким утяжелителям следует отнести:

- обетонирование;
- кольцевые бетонные утяжелители и чугунные грузы.

2. Трубопровод должен свободно перемещаться под утяжелителем (седлового типа) или под соединительным поясом утяжелителя (охватывающего типа) без разрушения (повреждения) утяжелителя и (или) изоляционного покрытия трубопровода.

Такие утяжелители могут (должны) иметь низкое удельное давление на поверхность трубопровода. К ним следует отнести (из известных): грунтозаполняемые полимерно-контейнерные балластирующие устройства (ПКБУ) и контейнер текстильный (КТ) с удельным давлением не более 0,02 МПа; способ балластировки грунтом с применением прослоек (ковров) из геотекстильного иглопробивного полотна.

Исследования показали, что широко применяемые железобетонные утяжелители УБО и УБК не удовлетворяют ни одному из двух принципов, следовательно, их применение следует максимально ограничить [26].

Метод балластировки с применением эластичных геотекстильных материалов (ГТМ) зарекомендовал себя с положительной стороны в условиях многолетнемерзлых пород (ММП). Длительная работоспособность ГТМ в грунтовых условиях объясняется их высокой стойкостью и достаточной эластичностью, допускающими без нарушения целостности материала значительные перемещения трубопровода и одновременно предотвращающими размывы грунта-балласта, размещенного в замкнутых полостях ковров из ГТМ.

Технология балластировки состоит в раскладке ковров поперек трубопровода с торцевым нахлестом, засыпке грунтом из отвала в расчетном количестве с последующим перекрытием грунта-балласта свободными краями

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80



ковров и термоспайкой их продольных и поперечных кромок в соответствии с техническим решением, защищенным патентом №2227857 на изобретение (рисунок 40).

Первое техническое решение касается более полного использования деформационных и прочностных показателей ковров ГТМ для повышения балластирующего эффекта грунта засыпки (рисунок 41). Данное техническое решение целесообразно использовать при прокладке нефтепровода в ММГ, где траншея прямоугольного сечения выполнена с помощью роторного экскаватора.

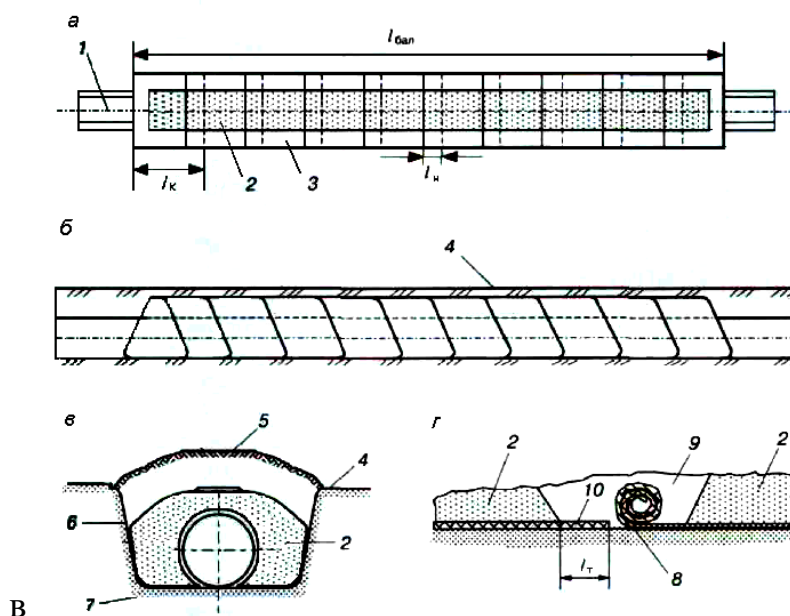


Рисунок 40 – Схема балластировки нефтепровода в соответствии с патентом:

а – вид сверху; б – вид сбоку; в – поперечное сечение; г – фрагмент продольного разреза участка стыковки блоков засыпки; 1 – трубопровод; 2 – грунт засыпки; 3 – ковер ГТМ; 4 – берма траншеи; 5 – валик засыпки; 6 – боковые стенки траншеи; 7 – дно траншеи; 8 – рулон; 9 – промежуток между коврами; 10 – торцевой участок ковра

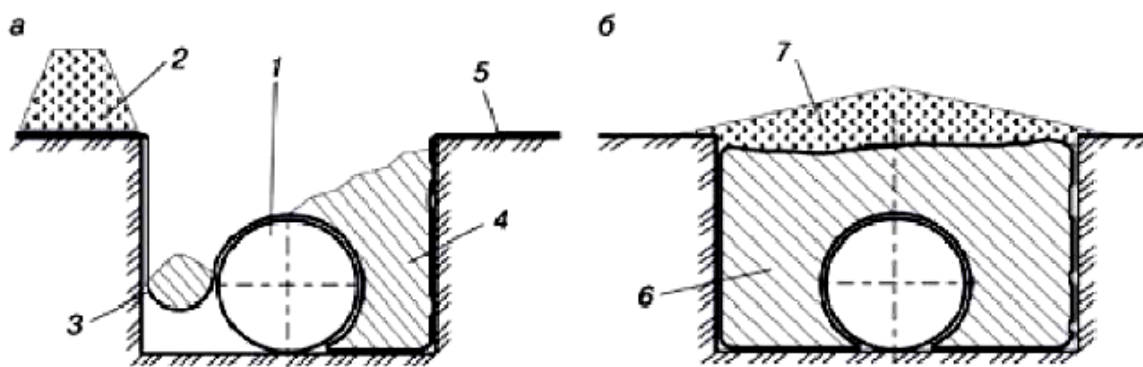


Рисунок 41 – Поперечные сечения прокладки трубопровода с применением ГТМ в процессе засыпки (а) и по ее окончании (б):

1 – трубопровод; 2 – грунтовая засыпка; 3 – фрагмент левого блока засыпки; 4 – правый блок засыпки; 5 – ковер ГТМ; 6 – левый блок засыпки; 7 – наружный валик засыпки

Второе техническое решение касается применения ГТМ на уклонах трассы свыше 5°, сложенных размываемыми слабонесущими грунтами в районах распространения многолетней мерзлоты (рисунок 42).

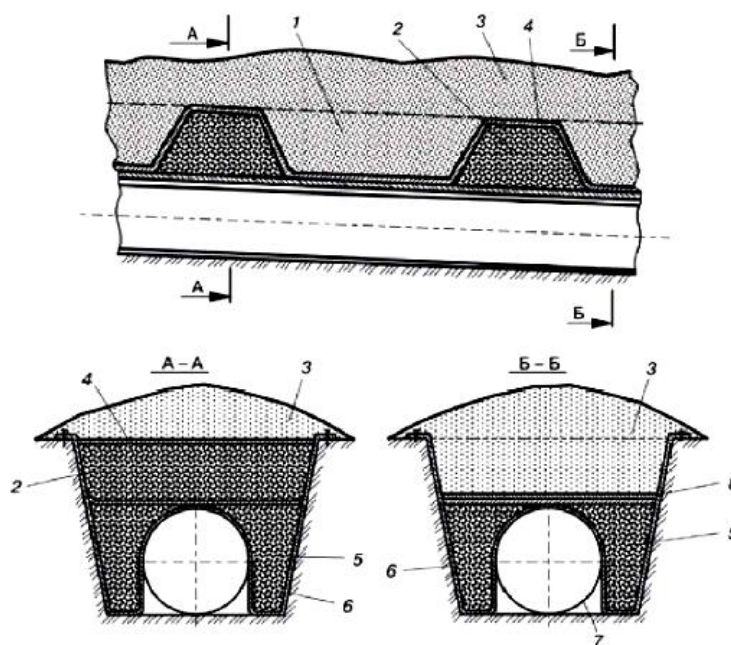


Рисунок 42 – Схема прокладки нефтепровода на уклонах трассы:

1 – грунт из отвала; 2 – грунт-балласт; 3 – наружный валик засыпки; 4 – гибкий ковер; 6 и 8 – гибкий ковер ГТМ; 7 - трубопровод

Применение данных конструкций способов балластирования на базе ГТМ позволит значительно снизить материальные и трудовые затраты при эксплуатации нефтепроводных систем в ММГ, обеспечивая надежность эксплуатации магистральных нефтепроводов в сложных условиях [27].

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

### 3 Расчеты и аналитика

#### 3.1 Расчет линейной мощности электроподогрева нефти в застывшем нефтепроводе

Как отмечалось ранее, воздействие нефтепровода на грунт носит тепловой характер. Мелкие включения льда в многолетнемерзлом грунте оттаивают и уплотняются под действием веса трубопровода и самого грунта. Однако, если участок контакта мерзлого грунта и нефтепровода достаточно протяженный, то нефть в трубопроводе может остыть до температуры, при которой невозможна ее транспортировка. Это происходит из-за теплообмена между стенкой трубы и «холодным» грунтом.

Для недопущения остановки постоянной перекачки и застывания нефти в трубопроводе, на особо протяженных участках контакта с многолетнемерзлым грунтом, трубопровод оборудуют специальной электронагревательной лентой, которая не дает повиситься вязкости нефти.

В России представлен огромный выбор данного оборудования, и чтобы подобрать соответствующую ленту, необходимо провести тепловой расчет, который покажет необходимую линейную мощность ленты, ее количество в метрах, и время которое потребуется для отогрева нефтепровода в случае его застывания.

Исходные данные для расчёта линейной мощности электронагревательной ленты представлены в таблице 9.

					<i>Исследование работы нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Леонов Д.А.</i>			<i>Расчеты и аналитика</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					84	9
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ гр.2БМ6Б</i>		
<i>Рук-льОПП</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

Таблица 9 – Исходные данные

Название	Сокращение	Значение
Диаметр трубопровода, м	D	1,22
Толщина стенки трубопровода, м	$\delta_{ст}$	0,014
Длина участка застывшего нефтепровода, м	L	3000
Температура нефти перекачиваемой нефти, К	$T_n$	293
Нефтепровод покрыт тепловой изоляцией из пенополиуритана ППУ-30, которая имеет характеристики:		
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_3$	130
Теплопроводность, Вт/(м*К)	$\lambda_3$	0,052
Теплоемкость, Дж/(кг*К)	$C_{p3}$	780
Продолжение таблицы		
Толщина изоляции, м	$\delta_{из}$	0,04
Температура окружающей среды, К	$T_0$	243

Для проведения теплового расчета необходимы теплофизические данные нефтепродуктов: плотность, теплопроводность, теплоемкость и т.д.

1. Плотность нефтепродуктов находится в пределах 700-1100 кг/м<sup>3</sup>. Изменение плотности вследствие изменения температуры T определяют по формуле Менделеева[28]:

$$\rho_T = \frac{\rho_{293}}{1 + \beta_\rho * (T - 293)}, \quad (11)$$

где  $\rho_T$ ,  $\rho_{293}$  – плотность нефтепродукта соответственно при температурах T и 293 К;

$\beta_\rho$  – коэффициент объемного расширения (таблица 10).

Таблица 10 – Средние температурные поправки плотности

Плотность $\rho_{293}$ , кг/м <sup>3</sup>	Температурная поправка $\xi$ , кг/(м*К)	Коэффициент объемного расширения $\beta_p$ , 1/К	Плотность $\rho_{293}$ , кг/м <sup>3</sup>	Температурная поправка $\xi$ , кг/(м*К)	Коэффициент объемного расширения $\beta_p$ , 1/К
700-709	0,897	0,001263	800-809	0,765	0,000952
710-719	0,884	0,001227	810-819	0,752	0,000954
720-729	0,870	0,001193	820-829	0,738	0,000896
730-739	0,857	0,001160	830-839	0,725	0,000868
740-749	0,844	0,001128	840-849	0,712	0,000841
750-759	0,831	0,001098	850-859	0,699	0,000818
760-769	0,818	0,001068	860-869	0,686	0,000793
770-779	0,805	0,001039	870-879	0,673	0,000769
780-789	0,792	0,001010	880-889	0,660	0,000746
790-799	0,778	0,000981	890-899	0,647	0,000722

$$\rho_T = \frac{885}{1 + 0,00101 * (298 - 293)} = 880,5 \text{ кг/м}^3,$$

2. Удельная теплоемкость нефтепродуктов  $C_p$  изменяется в пределах 1600...2500 Дж/(кг\*К). При расчетах часто пользуются средним значением  $C_p=2100$  Дж/(кг\*К). При проведении уточненных расчетов  $C_p$  можно вычислить по формуле Крeго, справедливой для температур 273-673 К,

$$C_p = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} * (762 + 3,39T), \quad (12)$$

где  $\rho_{293}$  – плотность нефтепродукта при 293 К, кг/м<sup>3</sup>

$$C_p = \frac{31,56}{\sqrt{885}} * (762 + 3,39 * 298) = 1880,1 \text{ Дж/(кг * К)}$$

3. Коэффициент теплопроводности нефтепродуктов  $\lambda_n$  изменяется в пределах 0,1...0,16 Вт/(м\*К). Обычно при расчетах используют среднее

значение  $\lambda_n = 0,13 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$ . При проведении более точных расчетов применяют формулу Крето-Смита, справедливую для температур 273-473 К:

$$\lambda_n = \frac{156,6}{\rho_{293}} * (1 - 0,0047 * T), \quad (13)$$

$$\lambda_n = \frac{156,6}{885} * (1 - 0,0047 * 298) = 0,15 \text{ Вт}/(\text{м} * \text{К})$$

4. Определим наружный диаметр изоляции  $D_{из}$  по формуле:

$$D_{из} = D + 2 * \delta_{из} \quad (14)$$

$$D_{из} = 1,22 + 2 * 0,04 = 1,3 \text{ м}$$

5. Внешний коэффициент теплоотдачи для горизонтальных нефтепроводов рассчитывается в соответствии с [28] по формуле:

$$\alpha_2^* = 166 * \sqrt[3]{T_n - T_0}, \quad (15)$$

где  $T_0$  – температура окружающей среды.

$$\alpha_2^* = 166 * \sqrt[3]{298 - 243} = 4,1 \text{ Вт}/(\text{м}^2 * \text{К}).$$

6. Необходимая линейная мощность электроподогрева рассчитывается по формуле:

$$q_L = \frac{\pi * (T_n - T_0)}{\frac{1}{2 * \lambda_3} * \ln \frac{D_{из}}{D} + \frac{1}{\alpha_2^* * D_{из}}}, \quad (16)$$

где  $D_{из}$  – наружный диаметр изоляции;

$\alpha_2^*$  – внешний коэффициент теплоотдачи,  $\text{Вт}/(\text{м}^3 \text{ град.})$ ;

$D$  – наружный диаметр трубопровода

$$q_L = \frac{3,14 * (298 - 243)}{\frac{1}{2 * 0,052} * \ln \frac{1,3}{1,22} + \frac{1}{4,1 * 1,3}} = 17,5 \text{ Вт}/\text{м}$$

Для полученной линейной мощности 17,5 Вт/м необходима лента с мощностью не ниже полученной, и не на много больше. Для наших условий выберем ленту электронагревательную гибкую ЭНГЛ-2-0.94/220-47.20, с удельной мощностью 20 Вт/м, номинальной мощностью 200 Вт, длина ленты составляет  $l = 15 \text{ м}$ .

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

7. При намотке электронагревательных лент на трубопровод по спирали с шагом  $h_{л} = 0,5$  м, их суммарная длина для 3000 м определяется по формуле:

$$l_{лс} = L * \sqrt{1 + \left(\frac{\pi * D_{н}}{h_{л}}\right)^2} \quad (17)$$

$$l_{лс} = 3000 * \sqrt{1 + \left(\frac{3,14 * 1,22}{0,5}\right)^2} = 8,829 \text{ м}$$

8. Необходимое количество лент определяется по формуле:

$$n_{л} = l_{лс} / l_{л} \quad (18)$$

$$n_{л} = 8,829 / 15 = 589 \text{ шт.}$$

Таким образом, для отогрева застывшего нефтепровода на участке контакта с многолетнемерзлым грунтом длиной 3000м необходимо 589 электронагревательных лент.

Рассчитаем продолжительность нагрева нефти с помощью ЭНГЛ до температуры, обеспечивающей ее движения по трубопроводу под максимальным давлением, равным  $P = 8$ Мпа. Зависимость начального напряжения сдвига нефти от температуры имеет вид [28]:

$$\tau_{н} = 5,8 * \exp * [-0,025 * (T - 293)] \text{ н/м}^2. \quad (19)$$

Принимаем, что нефть остыла до температуры 252 К.

9. Рассчитаем начальное напряжение сдвига, при котором нефть начнет движение, по формуле;

$$\tau_{н} = \frac{P * d}{4 * L}, \quad (20)$$

где  $d$  – внутренний диаметр трубопровода равный  $D - 2 * \delta_{ст}$ .

$$\tau_{н} = \frac{0,8 * 10^6 * 1,192}{4 * 3000} = 1,86 \text{ н/м}^2,$$

10. Температура до которой необходимо нагреть пристенный слой нефти определяется по формуле:

$$T_{н} = 293 + \frac{1}{0,025} \ln \frac{5,8}{\tau_{н}}. \quad (21)$$

						Расчеты и аналитика	Лист
							88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			



$$T_H = 293 + \frac{1}{0,025} \ln \frac{5,8}{1,86} = 338,3 \text{ K}$$

11. Необходимое время нагрева пристенного слоя нефти при расчетной линейной мощности электроподогрева по формуле:

$$\tau_{\text{нагр}} = \left[ \frac{\pi * d * (T_H - T_0) * (\sqrt{\lambda_1 * C_{p1} * \rho_1} + \sqrt{\lambda_3 * C_{p1} * \rho_3})}{q_L} \right] \quad (22)$$

$$\tau_{\text{нагр}} = \left[ \frac{3,14 * (1,22 - 1,192) * (298 - 243) * (\sqrt{880,5 * 1880,1 * 0,15} + \sqrt{130 * 0,052 * 780})}{17,5} \right] =$$

$$= 25191,18 \text{ сек} = 419,85 \text{ мин} = 6,99 \text{ час}$$

Таким образом, замороженный нефтепровод удалось бы запустить только после 7 часов нагрева.

Аналогичные расчеты были произведены для нефтепроводов различного диаметра в соответствии с предложенной методикой и сортаментом труб. Так как линейная мощность, необходимая для разогрева нефти в трубе остается неизменной, результаты расчетов меняют только количество минут, необходимое для разогрева. Зависимость времени от диаметра трубы и толщины стенки приведены в таблице 11 и рисунке 43.

Таблица 11– Зависимость времени нагрева от диаметра и толщины стенки

Диаметр трубопровода, мм	Толщина стенки, мм	Время, необходимое для разогрева, час
820	7	107
920	7	108
1020	10	217
1220	14	344
1420	14	419

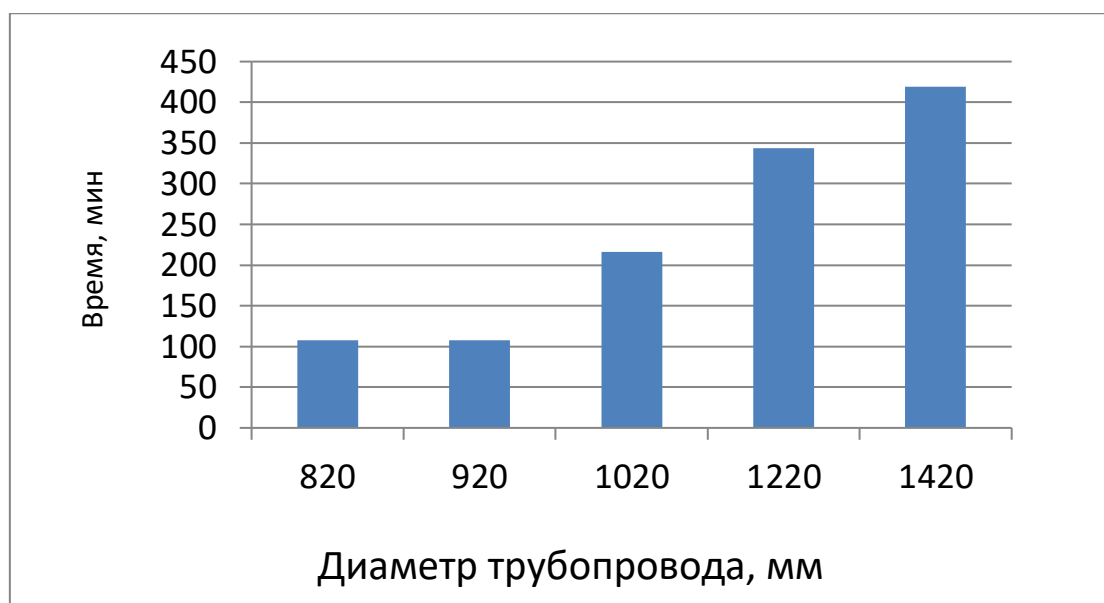


Рисунок 43 – Зависимость времени нагрева от диаметра и толщины стенки

#### Выводы:

- многолетнемерзлый грунт при контакте с нефтепроводами на большом расстоянии может повлиять на температуру нефти, вызывая ее замораживание и тем самым остановку нефтепровода;
- для нагрева замороженного нефтепровода используются ЭНГЛ различных типов и мощностей, они подбираются в соответствии с тепловыми расчетами;
- отогрев нефтепровода долгий процесс, а его застывание приводит к затратам эксплуатирующей организации.

### 3.2 Расчет напряженно деформированного состояния трубопровода на участке пучения грунта при помощи программного комплекса Ansys

Для определения в стенке трубы напряжений и установления диапазона изменений численных характеристик процессов, влияющие на деформацию, проводим расчет напряжений (на прочность), возникающих при морозном пучении в многолетнемерзлых грунтах. Расчет НДС участка подземного трубопровода проводился в программном комплексе ANSYS[29].

Исследуется участок трубопровода со следующими параметрами:

- диаметр ( $D_n$ ) – 400 мм;
- толщина стенки ( $\delta$ ) – 10 мм;
- внутреннее давление ( $P_{раб}$ ) – 5,5 МПа;
- марка стали – 09Г2С;
- длина ( $L$ ) – 10 м.

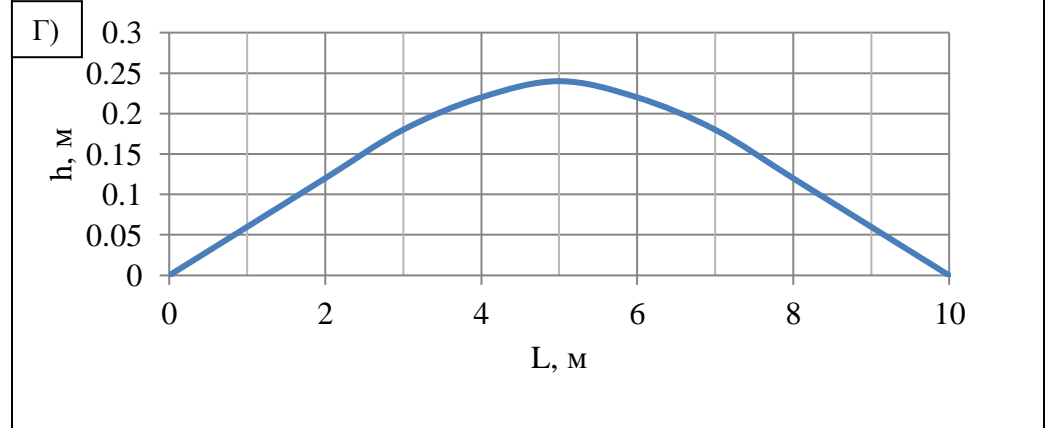
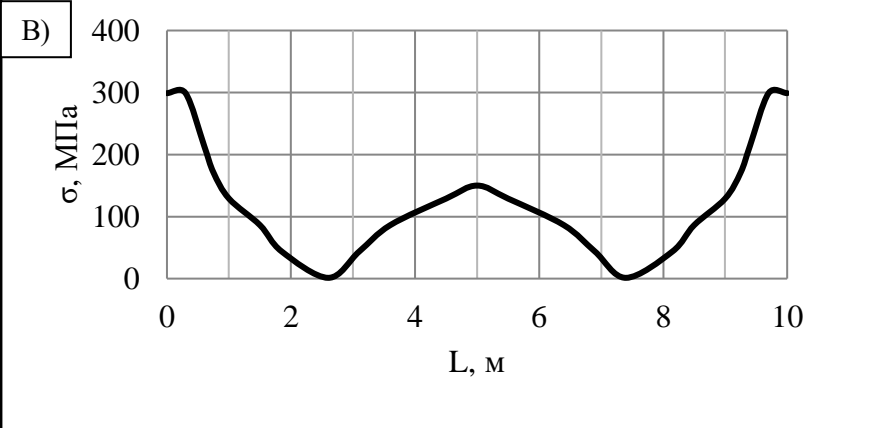
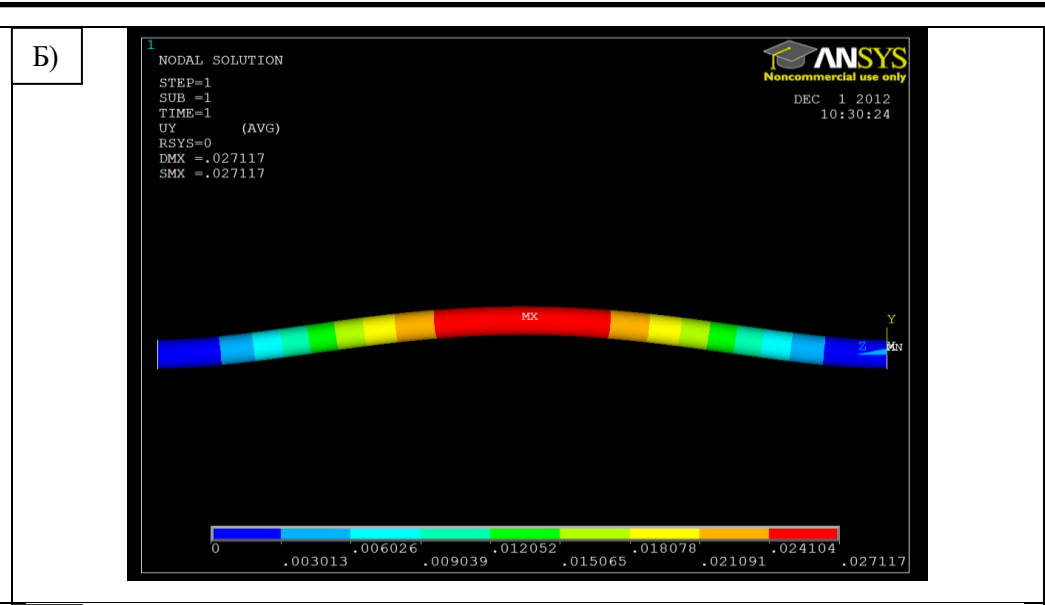
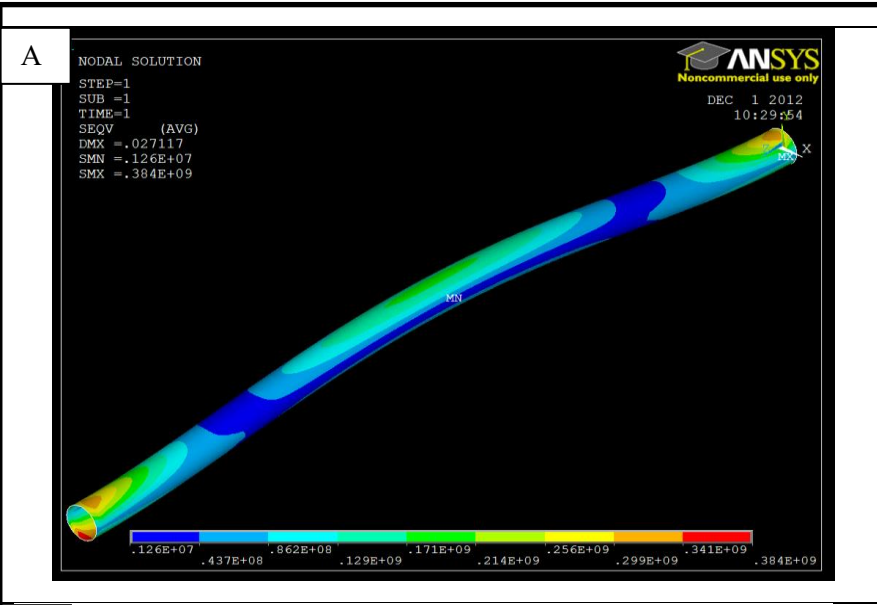
При этом принимаются допущения, соответствующие наиболее простому из возможных вариантов взаимодействия трубы и контактирующего с ним грунта: перемещения по осям  $Z$  и  $Y$  отсутствуют.

В качестве независимых параметров упругих характеристик материала использованы коэффициент Пуассона и модуль Юнга. При определении напряженного состояния трубопровода учитываются кольцевые напряжения от внутреннего давления и продольные осевые напряжения от всех нагрузок, возникающих от внешних источников.

Наибольшее значение продольных напряжений соответствует в точках закрепления (Рисунок 44 А. и В.). Максимальное значение прогиба соответствует удалению от края на 5 м (Рисунок 44 Б. и Г.).

					Расчеты и аналитика	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

Изм.  
Лист  
№ док-м.  
Подпись  
Дата



А) Напряжения по Мизесу; Б) Деформация по оси Y, возникающие при выпучивании участка нефтепровода; В) Распределение напряжений ( $\sigma$ ) по длине (L) участка трубопровода; Г) Распределение деформаций (h) по длине (L) участка трубопровода

Рисунок 44 – Результаты расчетов в программном комплексе Ansys

Полученные и представленные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- изменение значения напряжений, возникающих при морозном пучении многолетнемерзлого грунта, может достигать величин, близких к пределу текучести применяемой стали 09Г2С, что обуславливает снижение уровня надежности трубопровода;
- значение напряжений переменное по длине исследуемого участка трубопровода. Прилегающие части трубы к участкам плотного грунта характеризуются повышенным уровнем напряжений;
- сложность взаимодействия трубопровода с многолетнемерзлым грунтом вызывает более детальное исследование напряженно-деформированного состояния магистрального нефтепровода при морозном пучении грунта;
- использование программных комплексов значительно облегчает задачу моделирования процессов взаимодействия трубопровода и грунта.

					<i>Расчеты и аналитика</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		93

## 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 4.1 Экономический расчёт установки теплоизоляции на нефтепровод

Для предотвращения влияния «горячего» нефтепровода на неустойчивый грунт и термостабилизации талого грунта на в ОАО «Транснефть» предусмотрены следующие способы:

- дополнительную теплоизоляцию нефтепровода;
- термостабилизаторы грунта.

Одним из условий надежной работы нефтепровода в зонах распространения многолетнемерзлых грунтов является сохранение проектного положения нефтепровода при сезонном оттаивании грунта, и недопущение этого оттаивания. Установлено, что при пренебрежении данными способами воздействия, опасность возникновения аварий и утечек, становится гораздо более существенна.

Технологии термостабилизации и теплоизоляции нефтепровода отлично зарекомендовали себя эксплуатации многих нефтепроводных систем, проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов.

#### 4.1.1 Затраты на проведение работ по монтажу теплоизоляционных труб

В состав работ по монтажу теплоизоляционных труб на трассе нефтепровода входят:

- земляные работы (создание траншеи под нефтепровод соответствующих размеров, наведение временных переправ);
- монтажно-сварочные работы (сварка секций труб в одну линию);
- изоляционные работы (непосредственно нанесение защитного

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат			
Разраб.		Леонов Д.А.			<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>		
Руковод.		Саруев А.Л.					
Консульт.							
Рук-льОПП		Бурков П.В					
					Лит.	Лист	Листов
						94	14
					<b>НИ ТПУ гр.2БМ6Б</b>		

покрытия на трубу, нанесение теплоизоляции);

- испытательные работы (проверка качества сварки сварных стыков различными методами [41]).

Так трубы для нефтепровода могут быть с заводской теплоизоляцией, то этап изоляционных работ пропускается. Если же нет, то сначала наносится стандартная изоляция, затем теплоизоляция.

Прокладка труб производится с помощью специальных трубоукладчиков, а нанесение изоляции специальными машинами для изоляции. Земляные работы производятся одноковшовыми экскаваторами с обратной лопатой типа Komatsu или Hitachi.

Эксплуатационные затраты на проведение монтажа теплоизолированных труб на участках многолетнемерзлых грунтов состоят из следующих элементов:

- затраты на материалы;
- затраты на оплату труда;
- отчисления на социальные нужды;
- амортизационные отчисления;
- прочие затраты [30].

#### **4.1.2 Расчет стоимости материалов для проведения монтажа теплоизоляционных труб**

Потребность технологического потока в основных строительных машинах, механизмах, оборудовании и транспорте определена в соответствии с проектными объемами основных строительного-монтажных работ, принятой технологии их выполнения, продолжительности строительства участка нефтепровода, вдольтрассовой дороги, количеством перевозимых грузов, техническими характеристиками применяемых машин и механизмов. Все строительные машины, механизмы и транспорт должны подвергаться периодическому (плановому) техосмотру или освидетельствованию. График движения основных строительных машин

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

разработан на основании объемов работ, календарного плана производства работ.

К материальным расходам относятся затраты на приобретение:

1. сырья, основных и вспомогательных материалов, используемых в производственном процессе;
2. запасных частей, комплектующих изделий, тары и др.;
3. топлива, воды и энергии всех видов, используемых на производственные нужды и отопление;
4. работ и услуг производственного характера, выполняемых сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями, а также собственными структурными подразделениями предприятия (организации) (транспортные услуги, контроль за соблюдением технологического процесса, техобслуживание основных фондов, средств связи, компьютерной техники и др.);
5. на содержание и эксплуатацию природоохранных сооружений.

Расчет производился для участка контакта трубы с многолетнемерзлым грунтом длиной 66 метров. Длина одной секции трубы диаметром 1220мм – 11 метр, следовательно на 66 метров необходимо 6 секций. Стоимость одной секции 43500 рублей. Расчет стоимости необходимых материалов производится по формуле:

$$S_{\text{мат}} = N_{\text{мат}} * C_{\text{ед}}, \quad (23)$$

где  $S_{\text{мат}}$  – стоимость материала (руб.);

$N_{\text{мат}}$  – норма расхода материала (нат.ед);

$C_{\text{ед}}$  – цена за единицу материала (руб/нат.ед).

Материалы для работ по теплоизоляции закупаются по рыночной цене, без каких либо скидок. Бензин и дизельное топливо закупается на специальных промышленных заправках, так как на заправках постоянного потребления бензина марки АИ-80 практически нет.

Расчет стоимости материалов на проведение монтажа

					Финансовый менеджмент и ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



теплоизоляционных труб для нефтепровода можно свести в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала	Норма расхода материала, нат.ед.	Цена за единицу руб/нат.ед.	Стоимость материалов,руб.
Труба D <sub>y</sub> = 1220 мм, м	66	43500	261000
Сегменты теплоизоляции, м	66	2879	190014
Электроды сварочные, уп	5	870	4350
Изоляция наружная, м	66	2047	135102
Масло моторное, л	208	65,3	13582
Дизельное топливо, л	3500	27,6	96600
Бензин АИ-80, л	500	26,41	13205
<b>ИТОГО:</b>			<b>715635</b>

#### 4.1.3 Расчет заработной платы

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- 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 [30].

Расчет заработной платы можно свести в таблицу 13

Таблица 13 – Расчет заработной платы

Должность	Количество, чел.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Часовая тарифная ставка, руб.	Районный коэффициент, %	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Машинист бульдозера	1	40	85	1,3	4420
Сварщик	2	60	78	1,3	9360
Машинист трубоукладчик	2	40	86	1,3	8944
Стропальщик	2	80	81	1,3	16848
Машинист самосвала	3	40	85	1,3	13260
Машинист экскаваторщик	2	40	94	1,3	9776
Линейный трубопроводчик	4	80	112	1,3	46592
<b>ИТОГО:</b>	<b>17</b>				<b>109200</b>

#### 4.1.4 Расчет амортизационных отчислений

Сумма амортизации (амортизационных отчислений) рассчитывается исходя из начальной стоимости оборудования и срока его эксплуатации согласно паспорту. Амортизация для оборудования нефтегазовой области рассчитывается по линейному способу.

Расчет амортизационных отчислений производится по формуле:

$$K = \frac{1}{n} * 100\%, \quad (24)$$

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

n - срок полезного использования объекта (в месяцах)[30].

Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Гарантийный срок эксплуатации (мес.)	Количес тво, шт.	Балансовая стоимость, млн. руб.		Сумма амортизации, руб.
			одного объекта, руб.	Всего, руб.	
Автомобиль-самосвал «Урал-55571»	120	2	5600	11320	93333
Трубоукладчик «KOMATSU D155»	180	2	8500	17000	94444
Экскаватор «Hitachi zx330»	180	2	4350	8700	48333
Бульдозер «Т-170»	120	1	2700	2700	22500
<b>ИТОГО:</b>		<b>9</b>			<b>258610</b>

#### 4.1.5 Прочие затраты

В состав прочих затрат включаются:

– налоги, сборы, отчисления в социальные внебюджетные фонды в

порядке, установленном законодательством (земельный налог, экономические платежи, плата за недра и др.);

- платежи по обязательному и добровольному страхованию имущества, учитываемого в составе ОПФ;
- расходы по обслуживанию объектов жилищной и коммунальной сферы (жилой фонд, общежития, детские сады и лагеря, базы отдыха и др.);
- расходы по маркетингу (изучение рынков сбыта продукции, реклама, участие в выставках и т.п.);
- оплата услуг связи, банков, юридических и аудиторских фирм, сторожевой и пожарной охраны, авиационных услуг и др.;
- плата за аренду помещений (площадей) и основных производственных фондов (лизинг);
- уплата процентов за банковский кредит;
- затраты на гарантийный ремонт и обслуживание;
- командировочные расходы;
- расходы по подготовке и переподготовке кадров и др [30].

Так как работы проводятся в условиях приравненным к крайнему северу, например, Александровский район, и при условии, что работники отработали в этих условиях не менее 3х лет, то появляется необходимость доплачивать рабочим северную надбавку, которая в этих условиях равна коэффициенту 1,3.

Расчет прочих затрат можно свести в таблицу 15.

					<i>Финансовый менеджмент и ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
						100
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 15 – Прочие затраты

Наименование документа	Должность	Сумма, руб.
Северная надбавка в размере 1,3 от зарплаты.	Машинист бульдозера	1326
	Машинист трубоукладчик	2683
	Стропальщик	5054,4
	Машинист самосвала	3978
	Машинист экскаваторщик	2932,8
	Линейный трубопроводчик	13977,6
	Сварщик	2808
	<b>ИТОГО:</b>	<b>32759,8</b>

#### 4.1.6 Затраты на проведение работ по монтажу теплоизолированного трубопровода

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия, результаты в таблице 16

Таблица 16 – Общие затраты

Состав затрат	Сумма затрат, тыс.руб.	Дополнительно
1. Материальные затраты	715635	
2. Затраты на оплату труда	109200	
3. Отчисления на социальные нужды	32,978,4	30,2% от ФОТ
4. Амортизационные отчисления	258610	
5. Прочие затраты	32759,8	
Итого основные расходы	1116205	
Накладные расходы (40% от основных)	446482	
Всего затраты на мероприятие	1562687	

ФОТ (фонд оплаты труда) – денежная сумма которая, выплачивается работникам организации оговоренным расценкам, тарифам, окладам, премии

в течении некоторого промежутка времени.

Фонд оплаты труда состоит из:

- фонд социального страхования;
- Фонд обязательного медицинского страхования;
- пенсионный фонд Российской Федерации.

#### **4.2 Затраты на проведение работ по установке термостабилизаторов в многолетнемерзлый грунт**

Как уже было сказано ранее, кроме теплоизоляции, на территории распространения многолетнемерзлых грунтов устанавливают специальные средства для поддержания постоянной температуры грунта – термостабилизаторов. Эти устройства не требуют энергетических затрат, что делает их эксплуатацию экономически выгодной.

Длина термостабилизатора зависит от глубины заложения нефтепровода и толщи многолетнемерзлого грунта. Термостабилизаторы устанавливаются по обоим краям трубопровода на расстоянии 3 метра друг от друга, и на глубину ниже на 1 метр от нижней образующей трубы.

Предположим, что участок нефтепровода длиной 66 метров нуждается в установке термостабилизаторов. Нефтепровод диаметром 1220 мм заглублен в землю на расстоянии 2 метров от поверхности земли. Таким образом, термостабилизатор должен быть длиной 7 метров. Для работы нефтепровода длиной 66 метров необходимо 44 термостабилизатора.

					Финансовый менеджмент и ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

#### 4.2.1 Расчет стоимости материалов на проведение монтажа термостабилизаторов

Расчет стоимости материалов на проведение монтажа термостабилизаторов можно свести в таблицу 17

Таблица 17 – Расчет стоимости материалов на проведение монтажа

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
Термостабилизатор, шт.	44	7000	308000
Масло моторное, л.	100	65,30	6530
Дизельное топливо, л	200	27,60	5520
Бензин АИ-80, л.	100	26,41	2641
<b>ИТОГО:</b>			322691

#### 4.2.2 Расчет заработной платы.

Расчет заработной платы можно свести в таблицу 18

Таблица 18 – Расчет заработной платы

Должность	Количество, чел.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Часовая тарифная ставка, руб.	Районный коэффициент, %	Заработная плата с учетом надбавок, руб
Машинист бульдозера	1	16	85	1,3	1768
Стропальщик	1	40	81	1,3	4212
Машинист самосвала	1	6	85	1,3	663
Машинист погрузчика	1	40	80	1,3	4160
Машинист автобуровой	1	40	85	1,3	4420
Линейный трубопроводчик	4	40	112	1,3	23296

<b>ИТОГО</b>	9				<b>38519</b>
--------------	---	--	--	--	--------------

#### 4.2.3 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация рассчитывается по том же принципу что и в примере для расчета оборудования теплоизоляции.

Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 19.

Таблица 19 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Гарантийный срок эксплуатации (мес)	Количес тво, шт.	Балансовая стоимость, млн. руб.	Сумма амортизации, руб.
			одного объекта	
Автомобиль-самосвал «Урал-55571»	120	1	5600	46666,6
Погрузчик КАМАЗ (фискарс)	180	1	7400	41111,1
Установка бурения КАМАЗ 43114	120	1	8400	38181,8
Бульдозер «Т-170»	120	1	2700	22500
<b>ИТОГО</b>		<b>4</b>		<b>148459,5</b>



#### 4.2.4 Прочие затраты

Расчет прочих затрат можно свести в таблицу 20.

Таблица 20 – Прочие затраты

Наименование документа	Должность	Сумма, руб.
Северная надбавка в размере 1,3 от зарплаты.	Машинист бульдозера	530,4
	Машинист погрузчика	1248
	Стропальщик	1263,6
	Машинист самосвала	198,9
	Машинист автобуровой	1326
	Линейный трубопроводчик	6988,8
	<b>ИТОГО</b>	<b>11555,7</b>

#### 4.2.5 Затраты на проведение работ по монтажу теплоизолированного трубопровода

Все затраты на работу можно свести в таблицу 21

Таблица 21 – Общие затраты

Состав затрат	Сумма затрат, тыс.руб.	Примечание
1. Материальные затраты	322691	
2. Затраты на оплату труда	38519	
3. Отчисления на социальные нужды	11632,7	30,2% от ФОТ
4. Амортизационные отчисления	148459,5	
5. Прочие затраты	11555,7	
<b>Итого основные расходы</b>	<b>532857,9</b>	
Накладные расходы (40% от основных)	213143,1	
<b>Всего затраты на мероприятие</b>	<b>746001</b>	

По проведенным расчетам можно сделать вывод, что намного дешевле устанавливать термостабилизаторы, нежели менять обычную трубу на

теплоизолированную. Для участка нефтепровода длиной 66 метров и диаметром 1220 мм при установке термостабилизаторов максимальный экономический эффект достигает 816686 рублей, что делает их установку наиболее выгодной.

					Финансовый менеджмент и ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

## 5 Социальная ответственность организаций при выполнении ремонта нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов

При проведении работ на линейной части магистральных нефтепроводов, организации выполняющей работы, необходимо большое внимание уделять производственной и экологической безопасности работников и окружающей среды.

Социальная ответственность – ответственность за данные людям обещания, и непосредственно перед самими людьми. Ответственность организации, учитывающая все интересы и занятия коллектива и работников[31]. Предприятие самостоятельно принимает решение по дополнительным мерам по улучшению условий жизни и работы своих подчиненных и их родственников.

Магистральный нефтепровод, проложенный на участках контакта с многолетнемерзлыми грунтами подвержен дополнительным физическим и механическим нагрузкам, вследствие оттаивания грунта. Этот фактор повышает степень возникновения аварий на нефтепроводе. А так как нефтепровод проложен в подземном исполнении, то аварии на нем приводят к экологическим последствиям.

Нефтепроводные системы, контактирующие с многолетнемерзлыми грунтами, как было сказано ранее, расположены в основном в северных районах Российской Федерации, в которых температура окружающей среды в зимнее время может опускаться до – 40 градусов, а летом не превышать +20 градусов. При большой влажности и порывистых ветрах, работа на открытом воздухе в зимнее время становится просто невыносима.

					<i>Исследование работы нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		Леонов Д.А			<i>Социальная ответственность организаций при выполнении ремонта нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					128	20
<i>Консульт.</i>		.				<b>НИ ТПУ гр.2БМ6Б</b>		
<i>Рук-льОПП</i>		Бурков П.В.						

## 5.1 Профессиональная социальная безопасность

Для анализа опасных и вредных факторов при выполнении работ по ремонту нефтепровода на участках контакта с многолетнемерзлыми грунтами составим таблицу 20. С ее помощью появится целостное представление обо всех выявленных факторах (опасных и вредных) на рабочем месте. Опасные и вредные факторы при ремонте нефтепровода на участках контакта с многолетнемерзлыми грунтами а так же их систематизации в нормативной документации представлена в таблице 22.

Таблица 22 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по ремонту нефтепровода на открытом воздухе в зимнее время

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Земляные работы; Подъем, укладка нефтепровода; Сварочно-монтажные работы; Изоляционно-укладочные работы; Испытание нефтепровода.	1.Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2.Превышение уровней шума и вибрации; 3.Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; 4.Тяжесть и напряженность физического труда.	1.Электрический ток; 2.Пожаро- и взрывоопасност 3.Электрическая дуга и металлические искры при сварке 4.Движущиеся машины и механизмы производственног о оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.0.003-74[32] ГОСТ 12.1.003-83[33] ГОСТ 12.1.004-91[34] ГОСТ 12.1.005-88[35] ГОСТ 12.1.010-76[36] ГОСТ 12.1.011-78[37] ГОСТ 12.4.011-89[38] ГОСТ 12.1.019-79[39].

## 5.1.1 Анализ вредных производственных факторов обоснование мероприятий по их устранению

### 1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работы по монтажу нефтепровода и его ремонту на участках контакта с многолетнемерзлыми грунтами производят в зимнее время года, когда грунт находится мерзлом состоянии. Производство работ в летнее время, из-за оттаивания грунта, делает проезд и движение техники невозможным.

Так как география распространения многолетнемерзлых грунтов достаточно широкая (Западная Сибирь, Дальний Восток), то и температурный режим будет везде разнообразным. Можно отметить лишь то, что температура окружающего воздуха зимой может опускаться местами и до  $-40^{\circ}$ .

Резкие изменения температуры окружающей среды, да и просто работа в условиях пониженных температур несет отрицательное влияние на здоровье человека. Двигательная активность работника обеспечивается всеми жизненными процессами в теле человека. Энергии на преобразование теплообмена используется больше, чем на выполнение самой работы. Нарушение баланса тепла может привести к перегреву либо, наоборот к переохлаждению человека. Это приводит к нарушению в работе, снижению активности и т.д.

Организации, работники которых трудятся на открытом воздухе, обязаны придерживаться ряда ограничений по температурным режимам. Температурные режимы, при которых приостанавливаются работы на открытом воздухе показаны в таблице 23.

					Социальная ответственность организаций при выполнении ремонта нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 23 – температурный режим, при котором приостанавливаются работы на открытом воздухе [31]

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

Работники, которые трудятся на открытом воздухе при низких температурах рискуют получить следующие травмы:

- переохлаждение организма (гипотермии);
- обморожение (руки, пальцы, нос).

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, в которые входит комплект утепленной одежды. Комплект одежды включает: куртку (телогрейку); ватные штаны; свитер; головной убор (шапка); перчатки; обувь.

Одежда должна соответствовать всем требованиям, подходить по размеру и не сковывать движения. Современная спецодежда изготавливается из качественных утеплителей: тинуслейт, синтепон, холофайбер. Для удобства работника, одежда оснащается дополнительными эргономичными деталями: капюшон, функциональные карманы). В ветряную погоду работники должны быть обеспечены средствами защиты лица (специальными масками).

Помимо одежды к работам должны допускаться работники с хорошей физической формой, и годные по здоровью. Доставка людей к рабочему месту осуществляется в специальных автомобилях, с системой отопления салона[38].

## 2. Превышение уровней шума и вибрации

При строительстве и ремонте нефтепроводов используются машины и оборудование: экскаваторы, бульдозеры, шлейфмашинки, трубоукладчики и т.д. Их сопровождается огромным количеством звуков, которые, при долгосрочном воздействии на человека, могут принести вред слуху и дискомфорт. Следствием продолжительного воздействия шума на человека являются развитие такие заболевания как шумовая болезнь, снижение слуховой чувствительности, изменение функций пищеварения, сердечно-сосудистая недостаточность. При повышенном уровне вибрации у человека наблюдается повышение утомляемости, увеличение времени зрительной реакции, нарушение опорно-двигательного аппарата[33].

Допустимый уровень звука при работе на производстве зависят от тяжести труда. Максимальный уровень шума при работе с инструментом в быту не должен превышать 80 дБА[33].

Для снижения воздействия шума на человека работники оснащаются специальными средствами защиты – наушниками или вкладышами. Все инструменты, которыми производятся работы, проходят тестирование на уровень шума, и допускаются к работе с виброзащитой или глушителем. Работа должна проходить с небольшими перерывами для снижения воздействия вибрации и шума на человека.

## 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

При ремонте нефтепровода и производстве работ на нем есть риск возникновения утечек нефти из трубопровода. При этом непременно происходит контакт человека с парами этого вещества, которые опасны не только для его здоровья, но и жизни. Нефть относится к 4му классу опасности, ее допустимая концентрация составляет 300 мг/л. Не стоит забывать и о продуктах нефтепереработки: масло, бензин, керосин – которые так же несут опасность для здоровья человека.

					<i>Социальная ответственность организаций при выполнении ремонта нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		112

Путь попадания вредных веществ в организм человека может быть одним из двух:

- через кожу (при попадании вредных веществ на нее);
- через дыхательные пути (вдыхание вредных паров в организм);

В первом случае при частом попадании продуктов нефти на кожу человека, есть риск получить заболевания кожного покрова: аллергия, сыпь, мелкие язвы. Во втором же случае, при вдыхании человеком паров нефти и ее продуктов большой концентрации происходит наркотическое и раздражающее воздействие. Есть риск потери сознания, при этом нарушается сердечная активность. Головокружение, сухость во рту и тошнота – далеко не весь перечень побочных эффектов. При длительном нахождении человека под действием паров нефти и нефтепродуктов, может произойти удушье, и как следствие смерть.

Согласно ГОСТ 12.1.005[35], нефть и нефтепродукты опасны для человека из-за их состава, в котором большое количество сернистых соединений: сероводород, оксид серы, азот. Воздействие на человека всего перечисленного более подробно представлено в таблице 24.

Таблица 24– Физиологическое воздействие на организм человека некоторых газов, содержащихся в нефти[35]

Газ	Содержание		Длительность и характер воздействия
	объем, %	мг/л	
Оксид углерода	0,1	12,5	Через 1 час – головная боль, тошнота, недомогание
	0,5	6,25	Через 20-30 мин – смертельное отравление
	1	12,5	Через 1-2 мин–сильное смертельное отравление
Оксиды азота	0,006	0,29	Кратковременное воздействие– раздражение горла
	0,01	0,48	Продолжительное воздействие – опасно для жизни
	0,025	1,2	Смертельное отравление

Продолжение таблицы 24

					Социальная ответственность организаций при выполнении ремонта нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Сероводород	0,01- 0,015	0,15- 0,23	Через 1 мин – сильное или смертельное отравление
	0,02	0,031	Через 5-8 мин– сильное раздражение глаз, носа, горла
	0,1-0,34	1,54- 4,62	Быстрое смертельное отравление

Каждый работник, который контактирует с нефтью, должен иметь специальные средства защиты. На предприятиях нефтяной промышленности, а именно в нефтепроводных, используются противогазы различных типов, и респираторы. Противогазы должны соответствовать индивидуальным размерам человека и соответствовать требованиям по защите.

Если отравление все же произошло, то необходимо непременно обратиться в медицинскую службу. Обеспечить пострадавшему свежий воздух, вынести его из зоны поражения. Проверить пульс, дыхание. Освободить пострадавшего от поясов, и ворота. Контролировать состояние до приезда медиков.

#### 4. Тяжесть и напряженность физического труда

Ремонт нефтепроводов требует от работника огромных трудовых затрат. Нефтепроводы очень часто расположены далеко от населенных пунктов и работникам приходится ездить в командировки. Нахождение вне дома, плюс тяжелый труд сказываются на эмоциональном состоянии работника и может привести к заболеваниям.

Для недопущения заболеваний людей при напряженном труде, организации должны придерживаться ряда требований:

- обеспечить людям 8-ми часовой рабочий день;
- обеспечить обеденный перерыв;
- комфортные условия проживания;
- небольшие перерывы между рабочим процессом;
- своевременная заработная плата[35].

При соблюдении этих правил, риск возникновения недомоганий из-за

					Социальная ответственность организаций при выполнении ремонта нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

тяжести труда минимален.

### 5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасные производственные факторы – это факторы, которые могут привести к различным травмам работника[32].

#### 1. Электрический ток

Один из опасных факторов производства, который не предупреждает о своем наличии (нет явных признаков таких как: запах, свечение и т.д.) – это электрический ток. Источником электрического тока при ремонте или монтаже нефтепровода является передвижная электростанция, или подключение к трансформаторным станциям.

Опасность электрического тока возникает при ряде нарушений:

- нарушение изоляции проводов;
- неправильное или отсутствие заземления;
- обрыв проводки.

Для человека травмоопасным значением силы электрического тока является 0,15 Ампер, или переменное и постоянное напряжение больше 36 Вольт[39]. Поражения от действия электрического тока могут быть разными: от мелких и крупных ожогов кожного покрова, до сокращения мышц сердца, что приводит к его остановке. Различают несколько видов электрических ожогов:

- покраснение кожи;
- образование на поверхности кожи пузырей и волдырей;
- обугливание кожи.

Ожоговые раны очень долго затягиваются, а поражение 2/3 поверхности кожи всего тела, практически в 85% случаев приводит к летальному исходу.

Для предотвращения поражения человека от электрического тока при

					Социальная ответственность организаций при выполнении ремонта нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ремонте и монтаже нефтепроводов используют следующие средства защиты:

– коллективные средства электрозащиты, в которые входят: оснащение всех опасных электроприборов специальными предупредительными табличками; оборудование электронными системами защиты; изоляция основных электроопасных узлов; контроль за состоянием электрических цепей, заземление и зануление приборов, работающих от электричества;

– индивидуальные средства защиты, в которые входят: резиновые перчатки (электропоглощающие); диэлектрическая обувь; изолированные подставки под оборудование и т.д.

Для работы с электроприборами допускаются люди специально обученные и имеющие удостоверение по электробезопасности.

## 2. Пожаро- и взрывоопасность.

Источником пожара на трассе нефтепровода может быть: электрическое оборудование, которое работает неправильно и в следствии нагрева происходит воспламенение; неправильное отношение к продуктам отходов (бутылкам и окуркам); искры от сварки и т.д. Взорваться в свою очередь может баллон с газом или кислородом, канистра с горючим материалом и т.д.

Последствия взаимодействия открытого огня и человека приводит к ожогам различных степеней у последнего, не исключение и летальный исход. Взрыв же для человека опасен, если он находится в эпицентре, но взрыв, как правило сопровождается пожаром, поэтому опасность нельзя недооценивать.

Тушение пожара на нефтепроводе производится специальными средствами пожаротушения: огнетушителями пеногонными типа ОП-10 или ОУ-10, стволы с водой, сухой песок. При возгорании газа применение пенных огнетушителей малоэффективно, поэтому рекомендуется применять углекислотные огнетушители типа ОУ-1, ОУ-3. Для постоянного контроля, на пожароопасных работах дежурит пожарный экипаж. Для предотвращения

					Социальная ответственность организаций при выполнении ремонта нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

небольшого очага возгорания подойдут подручные средства: одеяла, вода[34].

Постоянный мониторинг и внимательное отношение к работе в пожароопасной зоне позволяет избегать возгораний и взрывов.

### 3. Электрическая дуга и металлические искры при сварке

При работе со сваркой необходимо особое внимание уделять безопасности. Опасность получения травмы присутствует не только у самого сварщика, но и у окружающего его персонала.

Искры, электрическая дуга, брызги раскаленного металла, которые образуются во время сварки, при попадании на открытую область человеческой кожи и в глаза несут серьезную опасность получения травм.

В процессе работы на работника возможно воздействие следующих опасных и вредных производственных факторов:

- твердые и газообразные токсические вещества в составе сварочного аэрозоля;
- интенсивное тепловое (инфракрасное) излучение свариваемых деталей и сварочной ванны;
- искры, брызги, выбросы расплавленного металла и шлака;
- высокочастотный шум;
- статическая нагрузка и др.[40]

Защитные средства, выдаваемые в индивидуальном порядке, должны находиться во время работы у работника или на его рабочем месте. На каждом рабочем месте должны быть инструкции по обращению с защитными средствами с учетом конкретных условий их применения. Средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) применяются в том случае, когда средствами вентиляции не обеспечивается требуемая чистота воздуха рабочей зоны. Применение СИЗОД следует сочетать с другими СИЗ (щитки, каски, очки, изолирующая спецодежда и т. д.) удобным для работника способом. При газовой сварке, пайке и наплавке для защиты глаз

					<i>Социальная ответственность организаций при выполнении ремонта нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		117

от излучения, искр и брызг расплавленного металла и пыли должны применяться защитные очки типа ЗП и ЗН.

Газосварщики должны быть обеспечены защитными очками закрытого типа со стеклами марки ТС-2, имеющими плотность светофильтров ГС-3 при горелках (резаках) с расходом ацетилена до 750 л/ч, ГС-7 - до 2500 л/ч и ГС-12 – свыше 2500 л/ч. Вспомогательным рабочим, работающим непосредственно со сварщиком, рекомендуется пользоваться защитными очками со стеклами марки СС-14 со светофильтрами П-1800[40]. Сварщики оснащаются специальными сварочными костюмами, в комплект которых входят отражающие куртки и штаны.

При проведении работ не допускается курение. Сварщик обязан быть обучен и исполнять требования пожарной безопасности.

4. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)

Ремонт нефтепровода и его монтаж связан с работой тяжелой техники: экскаваторов, бульдозеров, трубоукладчиков. Движущиеся части этой техники (ковш экскаватора, отвал бульдозера) при невнимательном отношении могут привести к травмам. 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.

## 5.2 Экологическая безопасность

Подземные нефтепроводы, проложенные на участках

					<i>Социальная ответственность организаций при выполнении ремонта нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		118

многолетнемерзлых грунтов, как и другие сооружения, создаваемые человеком, оказывают определенное влияние на окружающую среду в течение всего их жизненного цикла. Все вредные воздействия и методы по борьбе с ними можно свести в одну обобщающую таблицу 24.

Таблица 24 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель, нарушение первоначального состояния многолетнемерзлого грунта	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Рекультивация земель. Использование термостабилизирующих средств грунта. Отсыпка площадок для стоянки техники.
	Загрязнение почвы нефтью и нефтепродуктами.	Сооружение амбаров для временного хранения нефти. Вывоз и захоронение остатков нефтепродуктов, мусора.
	Засорение почвы производственными отходами	Вывоз и захоронение производственных отходов.
	Уничтожение растительности, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв, посадка деревьев по краю трассы нефтепровода.
Лес и лесные ресурсы	Порубка древостоя при строительстве трассы нефтепровода, коммуникаций.	Соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях

Продолжение таблицы 24

	Загрязнение строительным мусором	Уничтожение мусора; вывоз мусора.
Недра	Нарушение состояния геологической среды (температурного состояния грунтов)	Мониторинг за состояние грунтов в зоне контакта с нефтепроводом.
	Не комплексное изучение недр	Научные исследования по повышению комплексности изучения недр
Вода и водные ресурсы	Изъятие из природных источников водных ресурсов;	Мероприятия по охране водных ресурсов.
	Химическое загрязнение поверхностных и грунтовых вод	Установка фильтрующих средств, для очистки воды
Воздушный бассейн	Загрязнение воздуха выхлопными газами от работающей техники	Глушить транспорт при отсутствии работы.
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб.	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных

Деградационные воздействия на окружающую среду могут проявляться на стадиях разведки, строительства и эксплуатации нефтепроводов что ухудшает условия жизни и работы человека и состояние окружающей среды.

Строительство подземных нефтепроводов является как поверхностным, так и глубинным источником воздействия на геологическую среду. В горных породах нарушается природное равновесие, что приводит к изменению напряженного состояния массива пород и может вызвать разрушение нефтепровода. Существенный аспект влияния подземного нефтепровода на изменение физико-механических свойств пород вокруг него – изменение его температуры вплоть до частичного оттаивания.

В период строительства основными факторами, негативно влияющими

					Социальная ответственность организаций при выполнении ремонта нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов	Лист
						120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

на состояние окружающей среды являются[1]:

- изъятие земель из хозяйственного использования в краткосрочное и долгосрочное использование;
- механическое нарушение целостности почвенного и растительного покровов и химическое загрязнение при попадании на поверхность почвы продуктов транспортировки трубопровода;
- изъятие из природных источников водных ресурсов;
- химическое загрязнение поверхностных и грунтовых вод;
- нанесение ущерба рыбным запасам;
- нарушение температурного режима грунтов;
- загрязнение атмосферного воздуха оборудованием, являющимся источником выбросов загрязняющих веществ;
- образование различных отходов, требующих захоронения или утилизации.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и образования отходов при строительстве и эксплуатации подземных нефтепроводов являются машины и механизмы, имеющие в качестве привода двигатели внутреннего сгорания, дизельные электростанции, котельные установки. Механическое нарушение почв происходит при планировке площадки и при осуществлении непосредственно строительных или ремонтных работ. Последствия этих нарушений ликвидируются в обязательном порядке при рекультивации строительной площадки.

Для снижения техногенного воздействия на многолетнемерзлые грунты необходимо обеспечить максимальное сохранение их естественных мерзлотно-геологических условий. Выполнение данного требования предотвращает необратимые изменения геологической среды и связанного с этим прогрессирующего развития негативных криогенных процессов. Для снижения техногенной нагрузки при проведении строительных и ремонтных работ следует выполнять определенные правила.

					<i>Социальная ответственность организаций при выполнении ремонта нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		121



Основными принципами этих правил являются[1]:

- снижение тепловых нагрузок на приповерхностный слой грунтов естественного залегания;
- минимизация площадей осваиваемой территорий;
- недопущение нарушений естественных природных условий вне границ застроенной территории;
- соблюдение природоохранных норм и правил, технологии рекультивации нарушенных земель.

Реализация вышеперечисленных принципов достигается за счет проведения следующих мероприятий[1]:

- возведение всех проектируемых сооружений и нефтепроводов по первому принципу строительства, т.е. с сохранением грунтов в их естественном мерзлом состоянии;
- строительство всех постоянных и временных объектов производить только на предварительно отсыпанной территории;
- движение автотранспорта и строительной техники осуществлять только по дорогам и зимникам.

Для обеспечения экологической безопасности в зоне возможного влияния подземного нефтепровода на всех этапах его существования должен осуществляться производственный экологический мониторинг, что позволит контролировать воздействие объекта на компоненты природной среды и на этой основе осуществлять природно-охранные мероприятия.

Общими требованиями к организации экологического мониторинга являются[1]:

- выполнение наблюдений в зоне расположения нефтепровода и контакта его с многолетнемерзлым грунтом;
- ведение мониторинга в зависимости от условий природной среды и особенностей объекта;

					Социальная ответственность организаций при выполнении ремонта нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов	Лист
						122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- выполнение инженерно-экологических исследований и наблюдений;
- обработка полученной при мониторинге информации путем проведения исследований, анализов;
- ведение единой базы данных по наблюдаемым объектам.

Результаты мониторинга используются в целях контроля соответствия состояния окружающей среды по экологическим нормативам.

### 5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Причины возникновения чрезвычайных ситуаций на трассе нефтепровода могут быть разнообразны: лесные пожары, аварии, ошибки персонала, старение оборудования, удар молнии, а так же нарушение целостности нефтепровода, возникновение утечки.

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.

При возникновении аварии на нефтепроводе работники обязаны обеспечить все необходимые мероприятия для снижения последствий аварии. В перечень мероприятий входит[41]:

- анализ аварии и ее опасности;
- обеспечить пожарную безопасность на месте работ;
- если необходимо, то провести эвакуацию населения вблизи аварии;
- провести мероприятия по устранению аварии (замена катушки);
- рекультивация земель в районе аварии.

Аварийно-восстановительные работы на магистральных нефтепроводах проводятся в следующей организационно-технологической последовательности[41]:

					Социальная ответственность организаций при выполнении ремонта нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов	Лист
						123
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 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 вварка 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.

#### **5.4 Законодательное регулирование проектных решений**

Компании, которые занимаются перекачкой нефти по магистральным нефтепроводам обязаны обеспечивать своих работников всеми материальными и социальными благами в соответствии с «Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ»[42].

В соответствии со статьей «Право работника на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда» работник имеет право на:

- рабочее место;
- своевременную оплату;
- социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- получение достоверной информации от работодателя об условиях и охране труда;
- отказ от выполнения работ в случае опасности для жизни;

					Социальная ответственность организаций при выполнении ремонта нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов	Лист 124
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- обеспечение средствами индивидуальной защиты;
- обучение за счет работодателя;
- медицинский осмотр и т.д;

Нефтепроводы, контактирующие с многолетнемерзлыми грунтами в основном расположены в северной части страны. Работники, которые трудятся в условиях крайнего севера, имеют дополнительные льготы в соответствии с законом РФ от 19.02.1993 N 4520-1 «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях»[43].

Одной из основных льгот, предоставляемых данной категории работников, является районный коэффициент. Согласно ст. 315 ТК РФ[42] оплата труда в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях осуществляется с применением районных коэффициентов и процентных надбавок к заработной плате.

Кроме того, коэффициент начисляется на надбавки и доплаты к тарифным ставкам (должностным окладам) и компенсационные выплаты, связанные с режимом работы и условиями труда, к которым относятся надбавки[42]:

- за классность, звание по профессии, непрерывный стаж работы по специальности и т.д.;
- должностным лицам и гражданам, допущенным к государственной тайне;
- за выслугу лет (непрерывную работу), а также вознаграждение за выслугу лет, выплачиваемое ежеквартально или единовременно;
- по итогам работы за год;
- за условия труда при работе в ночное время, сменную работу, за совмещение профессий (должностей).

При этом в состав заработка, на который начисляется районный коэффициент, не включаются: процентные надбавки к заработной плате за

					Социальная ответственность организаций при выполнении ремонта нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов	Лист
						125
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, а также в южных районах Восточной Сибири и Дальнего Востока; все виды выплат по среднему заработку (отпускные, оплата обучения работников, направленных на профессиональную подготовку, повышение квалификации или обучение вторым профессиям, и др.); материальная помощь; единовременные поощрительные выплаты, не предусмотренные системой оплаты труда организации

Северянам также должна выплачиваться процентная надбавка к заработной плате. В отличие от районного коэффициента при выплате надбавок необходимо учитывать стаж работы в данных районах или местностях. Размер процентной надбавки и порядок ее выплаты (как и районный коэффициент) устанавливаются Правительством РФ (ст. 317 ТК РФ, ст. 11 Закона N 4520-1)[42].

Статья 116 ТК РФ устанавливает северянам ежегодные дополнительные оплачиваемые отпуска. При этом работодатели с учетом своих производственных и финансовых возможностей могут самостоятельно устанавливать для работников дополнительные отпуска, порядок и условия предоставления которых определяются коллективными договорами или локальными нормативными актами, которые принимаются с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации.

Кроме своих работников, нефтеперекачивающие организации точно так же, обязаны следить за негативным влиянием их деятельности на окружающую среду, и защищать население от чрезвычайных ситуаций. В основу управления положен закон РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»[44].

Согласно [44] комплекс мероприятий по защите населения включает:

- оповещение населения об опасности, его информирование о порядке действий в сложившихся чрезвычайных условиях;
- эвакуационные мероприятия;

					<i>Социальная ответственность организаций при выполнении ремонта нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов</i>	<i>Лист</i>
						126
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- меры по инженерной защите населения;
- меры радиационной и химической защиты;
- медицинские мероприятия;
- подготовку населения в области защиты от чрезвычайных ситуаций.

Нефтепроводы относятся к опасным производственным объектам, поэтому организации занимающиеся их эксплуатацией подчиняются Федеральным законом от 21 июля 1997 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»[45];

					Социальная ответственность организаций при выполнении ремонта нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов	Лист
						127
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Заключение

Нефтепроводные системы России эксплуатируются в сложных условиях, одно из них – пересечение участков многолетнемерзлых грунтов, поэтому требуется оценка влияния процессов происходящих в системе «труба-грунт».

Для выполнения работы использованы методики прогнозирования процессов теплового взаимодействия между трубопроводом и грунтом, метод конечных элементов (программный комплекс ANSYS).

Выявлены основные опасные факторы, влияющие на работу нефтепровода, и методы борьбы с ними. Проанализировано напряженно-деформированное состояние участка трубопровода при морозном пучении грунтов. Выявлены эффективные технические средства для закрепления трубопровода на проектных отметках. Определена зависимость времени отогрева застывшего трубопровода от диаметра.

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- наиболее опасное воздействие на нефтепровод проложенный на многолетнемерзлом грунте оказывает силовое влияние, но оно не проходит без теплового;
- осадка и оттаивание грунта в течении длительного времени увеличивается что способствует аварийноопасности на трассе;
- особое внимание следует уделять участкам морозного пучения грунтов, пересекаемые трассой трубопровода.

Результаты исследования имеют практическую ценность.

					<i>Исследование работы нефтепроводов проложенных на участках многолетнемерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		Леонов Д.А				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					<i>Листов</i>	
<i>Консульт.</i>							128	
<i>Рук-льОПП</i>		Бурков П.В.					20	
					Заключение			
							<b>НИ ТПУ гр.2БМ6Б</b>	

## Список используемой литературы

1. Строительство и эксплуатация резервуаров в многолетнемерзлых осадочных породах / О. Е. Аксютин, В. А. Казарян, А. Г. Ишков и др. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013. – 19-52с.
2. СНиП 2.02.04-88 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. – М.: Институт ОАО «НИЦ «Строительство», 1990. – 11-15 с.
3. Хаикин В.П. О методике расчета тепловых потерь подземного трубопровода // Оценка надежности магистральных трубопроводов. Сборник научных трудов. М.: ВНИИСТ, 1987. – 95-102 с.
4. Петровский А.В. Овализация и гофрообразование в трубопроводах при изгибе // Надежность и диагностика газопроводных конструкций: сб. научи, трудов. – М.:ВНИИГАЗ, 1996. – С. 115-128.
5. Юфин В.А., Кривошеин Б.Л., Агапкин В.М., Куревлева Н.Я. Влияние теплофизических характеристик грунтов на режимы эксплуатации магистральных трубопроводов. М.: ВНИИЭГАЗПРОМ, 1974. – 69 с.
6. Ясин Э.М., Гайдамак В.В. Анализ напряжений изгиба в подземных трубопроводах методами математической статистики // Нефтяное хозяйство. – 1972. № 12.– С. 13-20.
7. Ходанович И.Е., Кривошеин Б.Л., Бикчентай Р.П. Тепловые режимы магистральных газонефтепроводов. – М.: Недра, 1970, – 216с.
8. Рекомендации по проектированию и расчету малозаглубленных фундаментов на пучинистых грунтах.– М.:НИИ оснований и подземных сооружений им. Н. М. Герсеванова, 1985.-60с.
9. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость. М.: Недра, 1991г. 287 с.
10. Иванов И. А. Эксплуатационная надежность магистральных трубопроводов в районах глубокого сезонного промерзания пучинистых грунтов: диссертация канд. тех. наук: 25.00.19. – Тюмень, 2002. – 43 с.



11. Лисин Ю. В. Технологии магистрального нефтепроводного транспорта России/Ю.В. Лисин, А.Е. Сощенко.– Москва : Недра-Бизнесцентр, 2013.– 440 с.

12. Горохов Е. Н. Обеспечение экологической безопасности нефтепровода «Восточная Сибирь– Тихий океан» на участках, проложенных в многолетнемерзлых грунтах/Е. Н. Горохов, Е. В. Копосов, В. И. Ларионов//Науки о земле и рациональное природопользование: сб. статей. – Нижний Новгород, 2011. – 158-164 с.

13. СНиП 22-01-95 Геофизика опасных природных процессов. – М.: МИНСТРОЙ РОССИИ, 1996. – 25 с.

14. Plaxis 2D, 3D. Руководство пользователя. – М: ООО "НИП-Информатика". – 2012.

15. ГОСТ 19912-2001. Методы полевых испытаний статическим и динамическим зондированием. – М.: Госстрой РФ, 2001. – 27 с.

16. Курчатова. А. Н. Экспериментальное изучение коррозии в мерзлых грунтах/ А. Н. Курчатова, В. В. Рогов//Перспективы развития инженерных изысканий в строительстве Российской Федерации: сб. статей. – Москва, 2013. – 88-94 с.

17. Ершов Э. Д. Общая геокриология. М.: Изд-во МГУ, 2002.

18. Голубин С. И. Повышение эксплуатационной надежности магистральных газопроводов в криолитозоне с применением технологии и технических средств термостабилизации грунтов : диссертация канд. тех. наук: 25.00.19. – Москва, 2012. – 62 с.

19. Технологии термостабилизации грунтов [Электронный ресурс]: – Москва: 2012. – Режим доступа свободный: URL. <http://simmakers.ru/tekhnologiya-termostabilizatsii-gruntov/>.

20. Бородавкин П. П. Подземные магистральные трубопроводы.– Москва: 1982.– 113 с.

21. Строительство трубопроводов. Теплоизоляция. [Электронный ресурс]: – Екатеринбург: 2013. – Режим доступа свободный: URL. <http://www.extrol.org/build/tube/>.

22. Володченкова О.Ю. Обеспечение проектного положения подземных магистральных нефтепроводов в зонах вечной мерзлоты : диссертация канд. тех. наук: 25.00.19. – Москва, 2007. – 74 с.

23. СП 107-34-96 Свод правил по сооружению линейной части газопроводов. Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках. – М., ВНИИСТ, 1996. – 26 с.

24. ВСН 39-1.9-1.9.003-98 Конструкции и способы балластировки и закрепления подземных газопроводов. – М.: ВНИИСТ, 1998. – 46 с.

25. ВСН 007-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Конструкции и балластировка. М.: ВНИИСТ, 1990. – 30 с.

26. Мухаметдинов Х.К. Почему газопроводы всплывают // Газовая промышленность. – 1999. – № 8. – С. 20–22.

27. Яковлев А.Я., Филиппов А.И., Шарьгин В.М. Перспективные конструктивно-технологические решения по прокладке и балластировке газопроводов // Газовая промышленность. – 2012. – №10. – С. 18–21.

28. Тугунов П.И., Новоселов П.Ф. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов//Москва «Недра». – 1981. – 455с.

29. Басов К.А. ANSYS в примерах и задачах / Под общ. ред. Д.Г. Красновского. – М: КомпьютерПресс. -2002. – 224 с.

30. Методические указания к выполнению курсовой работы по дисциплине «Основы менеджмента». Для студентов заочной формы обучения ИГНД. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 39 с.

31. Крепша Н.В. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов всех направлений высшего образования. – Томск: Изд. ТПУ, 2014. – 3 с.

32. ГОСТ 12.0.003.-74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с.
33. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с.
34. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 1996. – 83 с.
35. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 50 с.
36. ГОСТ 12.1.010-76 Взрывобезопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с.
37. ГОСТ 12.1.011-78 Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний. – М.: Изд-во стандартов, 1978. – 20 с.
38. ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 7 с.
39. ГОСТ 12.1.019-79 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 1979. – 5 с.
40. ГОСТ 12.1.035-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование для дуговой и контактной электросварки. – М.: Изд-во стандартов, 1982. – 7 с.
41. План ликвидации возможных аварий на объектах магистральных нефтепроводов. ЛЧ МН «Александровское-Самотлор» км 42-км 65 РНУ «Стрежевой», 2012. – 35с.
42. «Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ»//21.12.2001. – 44 с.
43. Федеральный закон РФ от 19.02.1993 N 4520-1 «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях». – 17с.
44. Закон РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера». – 28с.

45. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». – 11с.

Раздел 2.3  
Oil pipeline ballasting

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Леонов Дмитрий Андреевич		

Консультант кафедры ТХНГ :

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

Консультант – лингвист кафедры ИН.ЯЗ ИПР :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ИН. ЯЗ ИПР	Коротченко Т.В.	доцент		

To ensure position stability of pipeline in the trench at the required elevations, pipeline ballasting is applied.

For this purpose, constructions which produce pressure on the pipeline (weights) and constructions which create passive pressure at the base of the trench are used [23].

Depending on the specific conditions of the pipeline route, soil characteristics, groundwater level and pipeline layout, the following constructions and ballasting methods are applied:

- pipeline wrap-around concrete weight (УБО) and V-shaped type of weights (УБК);
- screw pipe anchorage, bascule type (БАУ, АР), and frozen;
- mineral soil, including using roll non-woven synthetic material (НСМ);
- polymer-containing ballast unit (ПБКУ);
- group method of installing concrete weighting and anchoring systems;
- increased pipeline buried depth.

Pipeline wrap-around concrete weights (УБО) are manufactured according to 102-300-81 standard. Wrap-around concrete weights (Fig. 1a) consist of two concrete blocks, two metal protected by an insulating coating or soft, made of durable synthetic material, joining girdles.

Wrap-around concrete weight specification is given in Table. 1

V-shaped concrete weights are produced in accordance with 102-421-86 standard.

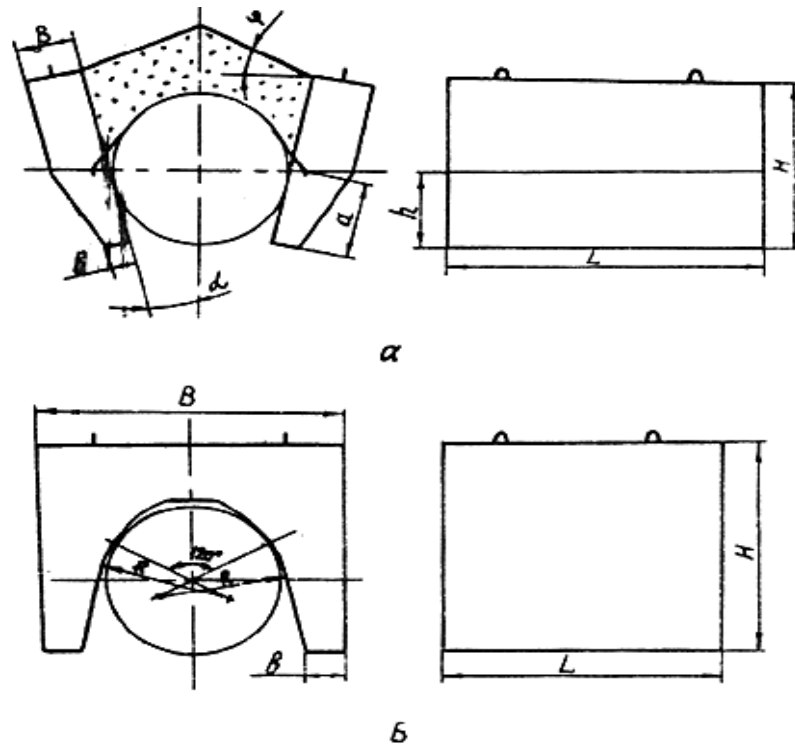


Figure 1– Reinforced Concrete Weight Design:

a – wrap-around concrete weights; b – V-shaped weights

Weight is a saddle shaped brick (Fig. 1b), the surface of which adjoining the pipeline is formed by two intercrossing cylindrical surfaces, with a radius being greater than the radius of the pipe.

V-shaped concrete weights specification is given in Table 2 [24].

Table 1– Wrap-around concrete weights specification

Pipeline diameter, mm	Weight stamp	Overall dimensions of brick, mm						Volume concrete, m <sup>3</sup>	Weight mass, kg
		<i>H</i>	<i>a</i>	<i>B</i>	<i>L</i>	<i>h</i>	<i>b</i>		
1420	УБО-1420-12	1600	600	600	1200	800	150	1,88	4324
1220	УБО-1220-13,5	400	550	600	1350	700	150	1,84	4232
1020	УБО-1020-15	1100	450	550	1500	600	150	1,46	3358
820	УБО-1020-15	1100	350	550	1500	600	150	1,46	3358
720	УБО-1020-15	1100	300	550	1500	600	150	1,46	3358
530	УБО-530-10	700	230	300	1000	300	100	0,36	828

Table 2 – V-shaped concrete weights specification

Pipeline diameter, mm	Weight stamp	Overall dimensions of weight, mm					Volume concrete, m <sup>3</sup>	Weight mass, kg
		<i>L</i>	<i>H</i>	<i>B</i>	<i>R</i>	<i>b</i>		
1420	1-УБКМ-1420-10	1000	1760	2400	1100	400	2,51	6020
1220	1-УБКМ-1220-9	900	1570	2000	1100	290	1,69	4060
1020	1-УБКМ-1020-9	900	1370	1840	1100	300	1,49	3580
820	1-УБКМ-820-9	900	1120	1600	1000	300	1,12	2690
720	1-УБКМ-720-9	900	1030	1500	800	310	1,03	2470
630	1-УБКМ-720-9	900	1030	1500	800	310	1,03	2470
530	1-УБКМ-529-9	900	760	1300	800	310	0,69	1660
478	1-УБКМ-529-9	900	760	1300	800	310	0,69	1660
426	1-УБКМ-426-9	900	690	1100	800	250	0,55	1320
377	1-УБКМ-426-9	900	690	1100	800	250	0,55	1320



Polymer-containing ballast unit (ПБКУ) (Fig. 2) is produced in accordance with 6-19-210-82 standard and includes two containers of soft durable synthetic web material with metal spacers frames which are connected by four power strips.

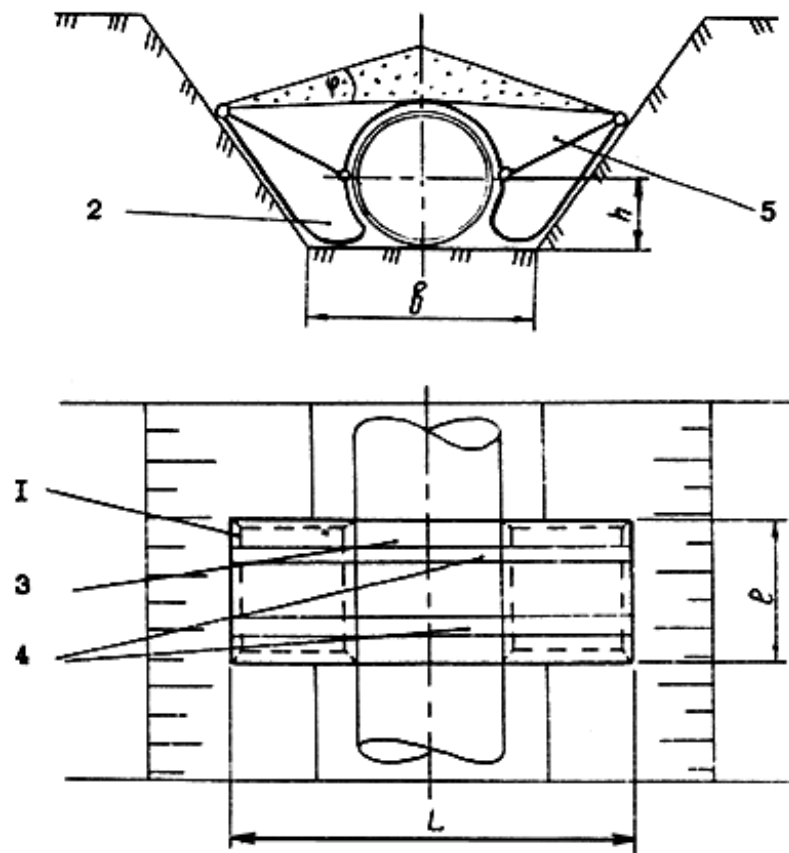


Figure 2 – Polymer-containing ballast unit:

1– frame rigidity; 2 – the capacity of the soft tissue; 3 – lower freight tape; 4 – overhead freight tape; 5 – anti-scour baffle

Tapes are produced by synthetic material. The vertical anti-scour baffles are fixed between the tapes. Polymer-containing ballast unit specification is given in Table 3.

Ferro-concrete ballasting and polymer-containing ballast unit are fixed by combined method to increase productivity and forecast the volume of excavated soil to be backfilled.

Ballasting of pipelines by soil is performed by increasing the depth of the trench. Partial or total value of the regulatory intensity of ballasting is achieved according to the backfill soil characteristics and the pipe diameter.

Table 3 – Polymer-containing ballast unit specification

Pipeline diameter, mm	Overall dimensions, mm			Soil volume, m <sup>3</sup>
	<i>L</i>	<i>h</i>	<i>l</i>	
1420	4200	600	1500	5,1
1220	3800	600	1500	4,1
1020	3000	450	1500	2,6
820	2400	350	1500	1,7
720	2300	350	1500	1,4

Ballasting of pipelines by soil using non-woven synthetic material (HCM) is carried out by the schemes shown in Fig. 3. Depending on the soil characteristic, ballasting is carried out along the whole length of pipeline, as well as in the definite pipeline sections.

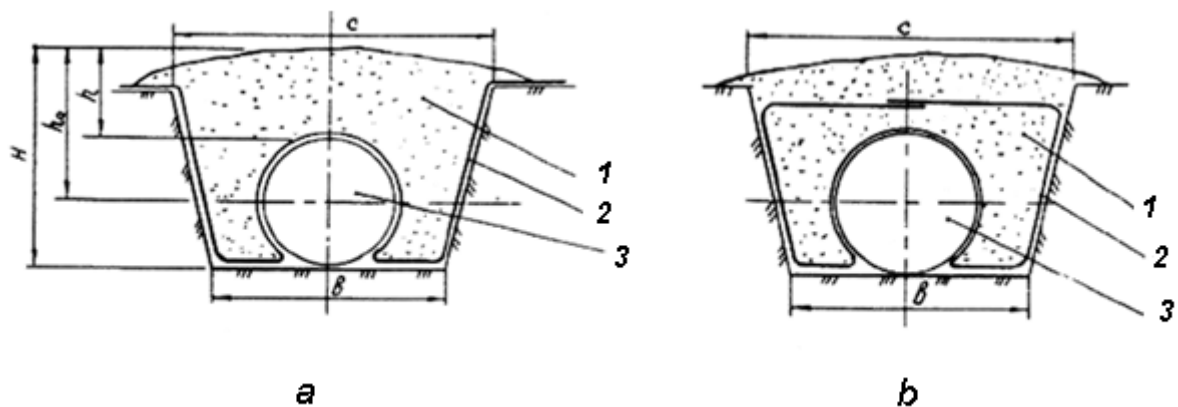


Figure 3 – Schemes pipeline ballasting by soil using the use of non-woven synthetic material: a – for sand; b - for clay; 1 – mineral soil; 2 – non-woven synthetic material; 3 – pipeline.

Soil can be applied for ballasting by adding special binding components and substances in accordance with 38-101960-83 standard (heavy cracking residues, bitumen, etc.). Ballasting of pipelines by stabilized soil is performed in the form of bridges with ferro-concrete weights or anchoring devices (Fig. 4) [25].

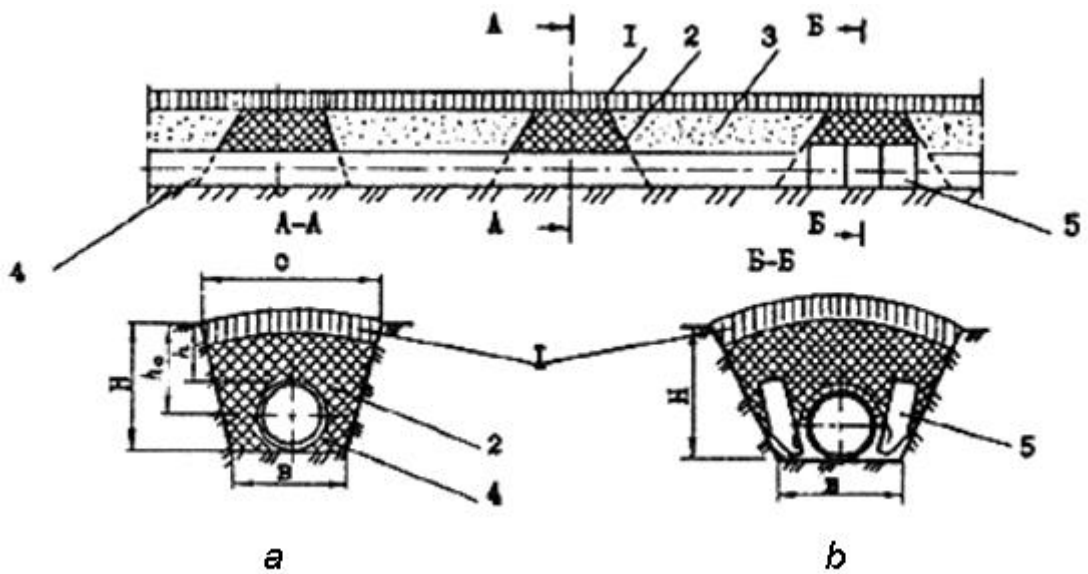


Figure 4 – The scheme design of ballast bridges:

a – the ballast bridge by stabilized soil; b – combined ballasting; 1 – reclamated soil layer; 2 – stabilized soil; 3 – mineral soil; 4 – pipe; 5 – wrap-around concrete weight

Screw anchors of BAY-1 type (Fig. 5) is produced according to 102-164-80 standard and operation schemes VNIIST. BAY-1 consists of two screw anchors, two anchor rods and a power belt.

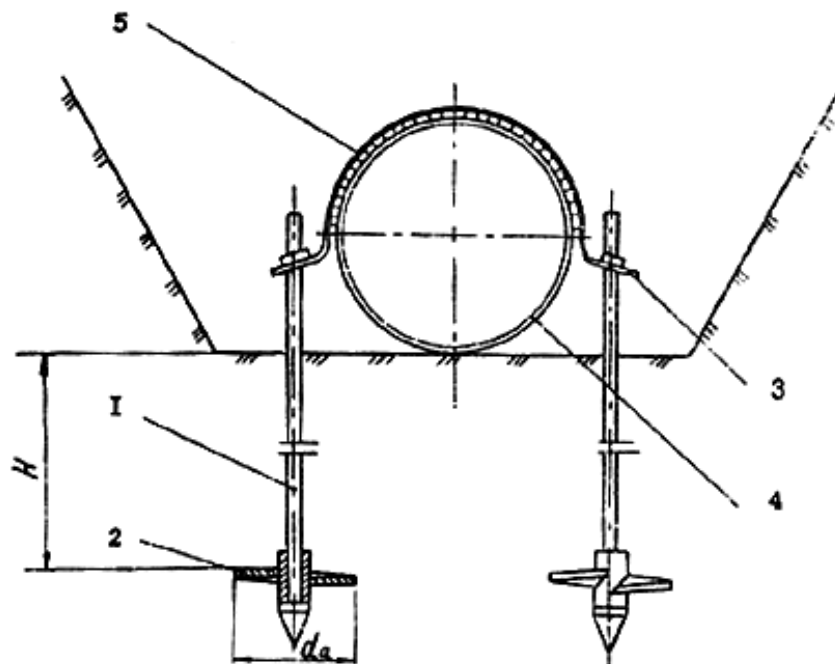


Figure 35 – Scheme construction of a screw anchor of BAY type:

1 – anchor rod; 2 – screw anchor; 3 – power belt; 4 – pipe; 5 – interlining

Pile drop-down anchors of AP-401 and AP-401B types are manufactured according to 102-318-82 standard and operation schemes of the Tyumen branch of SCB «Gazstroy Mashina». Anchors of AP type consist of two pile anchors and power belt (Fig. 6). Pile anchor consists of rod with 168 mm in diameter or metallic strip to which the blades are pivotally mounted, arranged in pairs in two tiers.

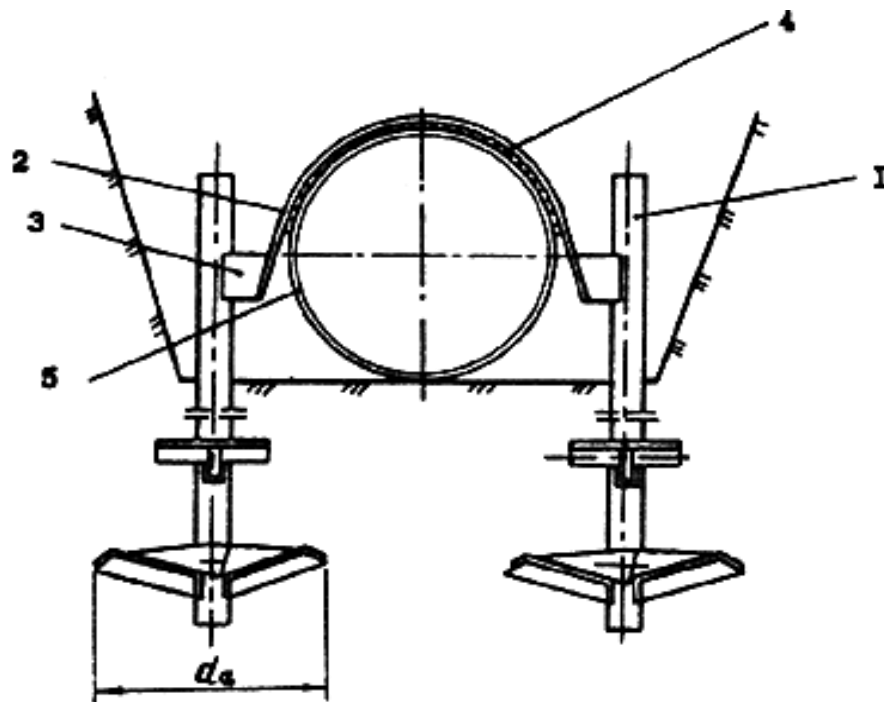


Figure 6 – The scheme design of AR-401 drop-down anchor:

1 – drop-down anchor; 2 – interlining; 3 – bowl; 4 – mat; 5 – pipeline

Frozen anchors disk and rod types are produced according to 102-455-88 standard and operation schemes VNIIST, CCO Tsentrtuboprovodstroy.

Anchor disk type (Fig. 37) consists of two rods, with circular discs being arranged at a distance from each other, two force limiters, and power belt.

Anchor rod type (Fig. 38) differs from the previous one in that there are no discs and rods were made of rebar periodic profile. Limiters are used to anchor the device in case of fixing pipelines constructed in heaving soils.

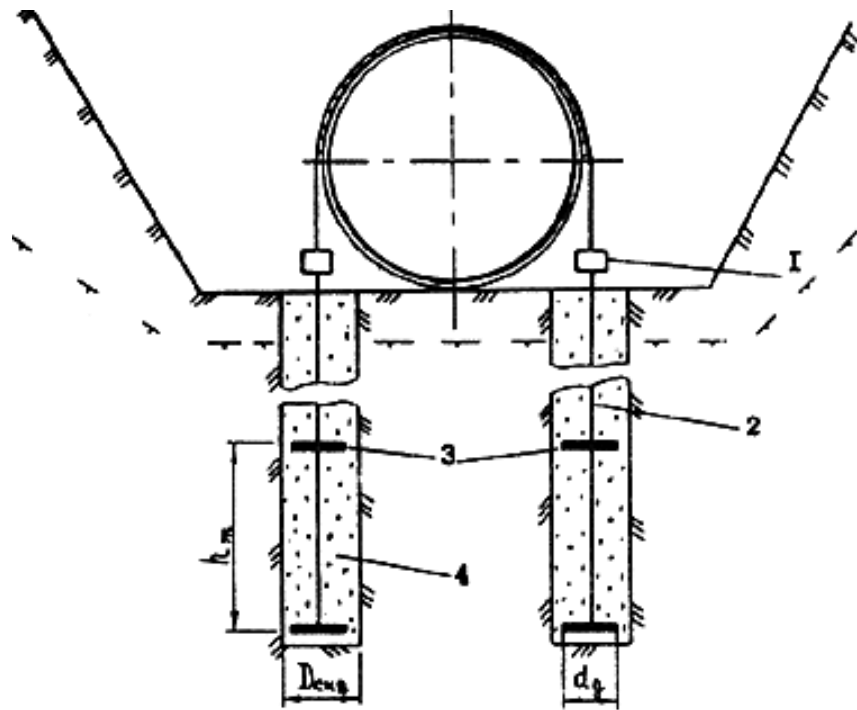


Figure 7 – The scheme design of frozen anchor disk:

1 – force limiter; 2 – rod; 3 – metal discs; 4 – ground solution

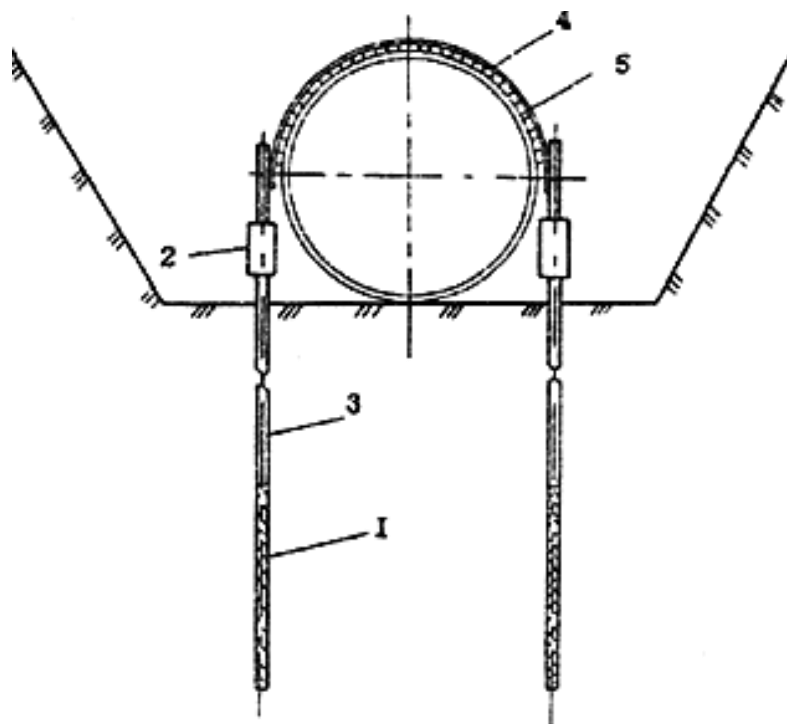


Figure 8 – Scheme for construction of anchor rod device:

1 – anchor rod; 2 – compensator; 3 – Rod; 4 – force belt; 5 – Lining mat

The type of pipeline ballasting techniques are determined by the pipeline design specifications and stated in project documentations (working drawing). In most cases the choice between this or that ballasting techniques depends on the

following factors:

- the nature and type of soil (their strength and deformation characteristics);
- the trench depth;
- the ground water level;
- depth and type of swamps;
- the conditions of land lay;
- laying schemes;
- methods and season of construction and installation works;
- economic feasibility.

Ballasting of pipelines by ferro-concrete pipe weight of УБО and УБК types can be done in the swamps of all types, with no regard to their depth, permafrost soils, floodplains. In this case, it is more cost-effective to apply a weighting agent such as УБО, especially when it is possible to use backfilling soil as additional ballast.

Securing pipelines by screw anchor devices BAY-1 can be produced in the swamp, the depth of which is equal to or less than the depth of the trench, with the pipeline being fixed in accordance with design specifications before backfilling. The underlying wetland soils should provide economically feasible screw anchors bearing capacity. Also, screw anchors should be used to secure pipelines, constructed in the regions where flooding is quite possible.

AP-401 and AP-401B drop-down Anchors can be used to secure pipelines, constructed in swamps and wet places, and the upper blade anchors should be in the mineral soil at a depth of not less than 3 m after their disclosure.

Screw anchors are used mainly in swamps underlain by sandy and sandy loam soils, and drop anchor type AP - clayey and loamy soils.

Ferro-concrete weights and anchors are used to ballast and secure underwater line width of 50 m or less and design taking into account the pipe longitudinal stiffness. At the same time weights or anchors are installed on an anti-

washout water front.

Polymeric-containing ballasts are used for ballasting pipelines, constructed in water-flooded areas, as well as in the regions where water-flooding is possible. When filling containers by imported mineral soil, it is possible to apply these devices in swamps no deeper than the trench depth.

Ballasting of pipe by stabilized soil can be done in the water flooding areas and with predictable water flooded sections in the case of water absence in the trench during construction activities (construction activities in winter, the removal of water using technical equipment, etc.).

Ballasting pipelines using non-woven synthetic material (HCM) can be done in areas with predictable water flooding, in water flooded and swamped sections along the route, in permafrost soils in the case of water absence in the trench during construction activities (construction activities in winter, the removal of water by technical means etc.).

Ballasting using soil combined with HCM scheme Fig. 3a is produced when pipeline is constructed in sandy soils under the scheme Fig. 3b - in clay.

Securing pipelines by frozen anchors is produced in hard frozen sandy and clay soils, including peat cover thickness no more than the trench depth, provided that the load-bearing elements of frozen anchors are in the permafrost ground throughout the whole period of pipeline operation [25].

One of the conditions for reliable gas transmission system operation is to ensure the sustainable provision of underground pipeline on the design reference mark. It is established that the use of traditional means of ballast, such as wrap-around concrete weight (УБО), concrete V-shaped weights (УБК) and fixing (screws and frozen anchors), can hardly contribute to ensuring pipeline stability.

The task of ensuring a high level of reliability and efficiency of the gas pipeline is a complex problem. One of the reasons for the decrease of gas pipeline efficiency is pipeline floating with release weighting.

The problem of the main gas pipelines stability should be solved not only at the production stage, but, in practice, during the operation, when it is a common

place to change the designed position of pipeline.

Development of methods for improving the stability of the northern gas pipelines, including the assessment of efficiency of the piping in difficult conditions and recommendations to ensure their sustainability, is relevant for both built and operating systems for gas pipelines and is performed in accordance with the priority areas of science and technology of «Gazprom».

In the northern parts of the country main gas pipelines on ballast sites at considerable length marks are above the design - bare or floating up pipeline with release weighting. The survey pipe ways shows that originally ballast areas at the corners of the axis of rotation of the gas pipeline in the plan emerge. In the period following the flood, when the water level exceeds the point of forming a medium floated earlier part of the pipeline, the latter re-surfacing, drags the adjacent underground sections of the pipeline, as a result of the length of the floated area increases, as they say, "growing." To sum up, for a number of years the pipeline should emerge (and pops) throughout the flooding area.

The main reason is the negative impact of the longitudinal (and, as a consequence, the transverse) motion of gas pipelines in the ground on the system pipeline - weighting.

Usually, in the north, and in other parts of the country, main gas pipeline construction in the swamps and wetlands are carried out in winter, and pipeline inlet - in the summer. As a result of positive increments of temperature (for example, it was  $-20^{\circ}\text{C}$  was  $40^{\circ}\text{C}$  increment of  $60^{\circ}\text{C}$ ) and pressure (was 0, was 7.5 MPa) in the first spring and summer, the pipeline extended [26].

When using the YBK mounting on a gas pipeline with a diameter of 1420 mm with a step in the axes of 1.5-2.5 m, entrapping in the soil backfill weighting can not move together with the gas pipeline to cross on the board, while maintaining stability and ballasting capacity (Fig. 9).

Reduction of ballasted weighting ability in combination with decreasing pipeline depth in the ground as a result of the reciprocating transverse movement leads to surface area by gas initially angle that initiates, as noted, the annual



growth supernatant length portion during floods.

When moved in the longitudinal direction of the pipeline weighting УБК fixed in the ground and backfill therefore not able to move together with the pipeline despite the use of protective pads damage the insulation coating of the pipeline, since they have a small contact surface to the gas, and hence a large specific pressure an insulating cover (wall) gas (about 1 MPa).

When using УБО, mounting on a gas pipeline with a diameter of 1420 mm with a step in the axes of 1.9-2.5 m, reciprocating lateral movement of the intersection of bent curves also lead to the collapse of the weighting (Fig. 9 b).

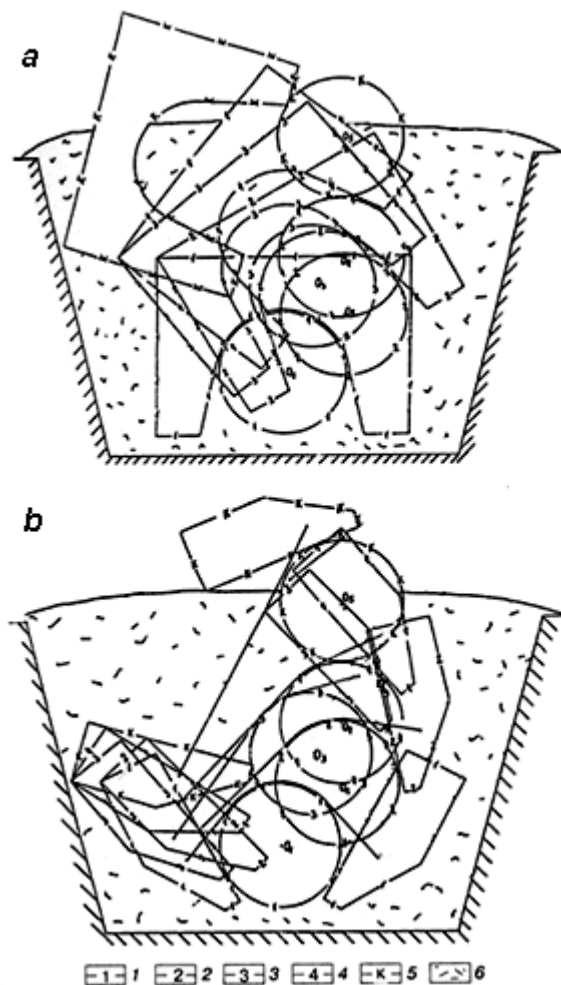


Figure 9 – Change of the УБК weight spatial position while pipeline traverse (horizontal angle - by going through the swamp 2 km long): 1 – the gas pipeline project position and weights; 2 – position of the gas pipeline and weights in the first stage ascent; 3 – the same as the second stage of the ascent; 4 – the same as the third stage of the ascent, 5 – gas pipeline surfaced 6 - trench for the

pipeline diameter 1420 mm.

When pipeline longitudinal displacements (block weighting fixed in the ground and backfill cannot move along the piping) connecting belt, crimped on the surface of the pipeline and the weighting units weight backfill soil over them (about 4 m on each end of the belt) cannot be displaced along the surface of the pipeline and move together with it, which leads to a significant increase of contact zone and, consequently, at a specific movement to the destruction weighting (rupture zones of tension load hook block weighting body) followed emerged pipeline [26].

In VNIIST object of research was set as follows: to explore the operation of the pipeline system, with the diameter being 1420 mm - weight material YEO with longitudinal movement of the gas pipeline in the ground, identify the numerical value of admissible displacements of the gas pipeline in order to clarify the application of the weighting YBK.

Set the maximum amount of movement of underground pipeline, being equal to 40 mm, which allows the use ferro-concrete weightings. When using the limber jointing girdles (from technical fabrics) YEO weighting, this quantity is 50 mm. To calculate the length of the rough areas (where permitted to use concrete weighting) from the border of the swamp for a pipeline with a diameter of 1420 mm, in increments specified temperature and pressure of the product pipeline is 40 m - with metal connecting zones, 50 m – under mild. On the other extent ballasting area weighting corresponding to the two principal approaches should be used.

1. Weights(weight coating) should move in the soil along the pipeline without mutual displacements, with a weighting agent having a low drag. Such weighting agents include:

- concreting;
- radial concrete weighting and cast iron weights.

2. The pipeline must be free to move under the weighting (saddle) or by connecting belt weighting (female-type) without destruction of weighting and (or)

the pipeline coating.

Such weighting can have a low specific pressure on the pipeline surface. These include ground packing polymer container ballasting (ПБКУ) and textile container (КТ) with a specific pressure of 0.02 MPa, a method using a ballast soil layers (carpets) of geotextile needled fabric.

Studies have shown that the commonly used ferro-concrete weighting УБО and УБК do not satisfy any of the two mentioned principles, therefore, their application must be significantly reduced [26].

Ballasting method using flexible geotextiles (ГТМ) has proved to be the most suitable and effective in the permafrost. Long-term performance ГТМ in soil conditions is explained by their high stability and sufficient flexibility which allow pipeline to move without any material damage and at the same time prevent soil erosion of the ballast-placed in the closed cavities of carpets from ГТМ.

Ballasting technology consists of the layout of carpets across gas pipeline, backfilled by soil and overlapped by soil ballast in accordance with the technical solution, protected by patent number 2227857 for the invention (Fig. 40).

Considering the difficult climatic and geological conditions of the Far North, specialists of «Gazprom Transgaz Ukhta» and the branch of «Gazprom VNIIGAZ» in Ukhta developed new technical solutions for laying gas pipelines in the Far North.

The first solution is concerned with better use of deformation and strength characteristics of carpets ГТМ in order to increase the ballasting effect of backfill soil (Fig. 11). This solution should be used when gas pipeline is constructed in permafrost, where the trench is rectangular made with a rotary excavator [27].

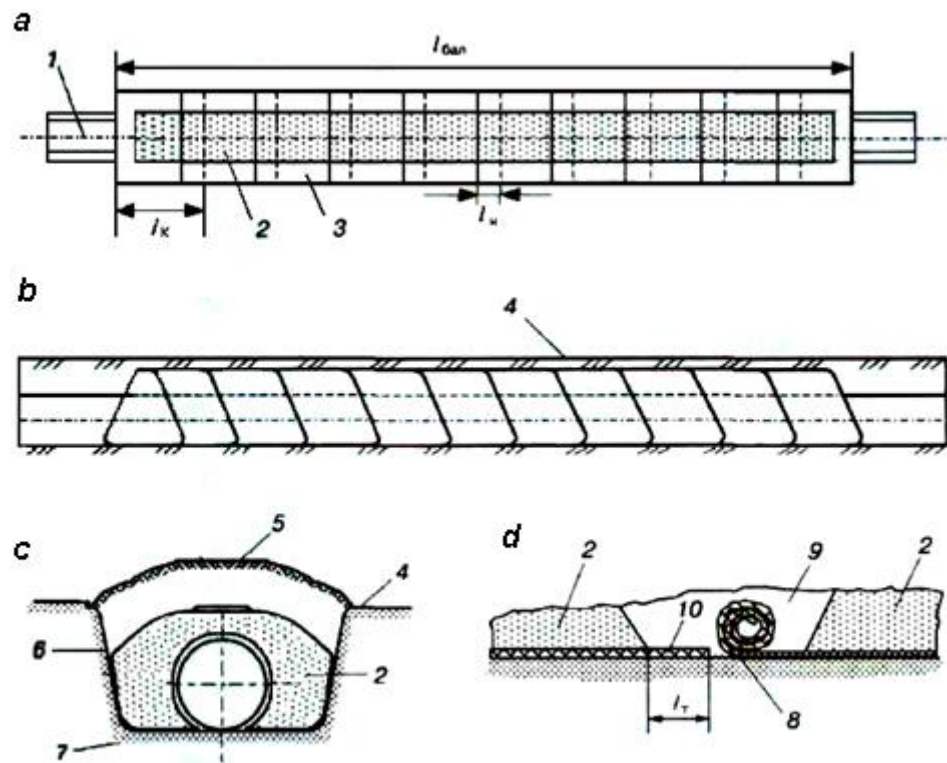


Figure 10 – The scheme of pipeline ballasting in accordance with the patent:  
 a – top view; b – side view; c – a cross-section; d – a fragment of a drawing in longitudinal section of the fitting parts backfill blocks; 1 – pipeline; 2 – soil backfill; 3 – carpet geotextile; 4 – benching; 5 – roller filling; 6 – the side-wall of trench; 7 – bottom of the trench; 8 – roll; 9 - the gap between the carpets; 10 – end portion of the carpet

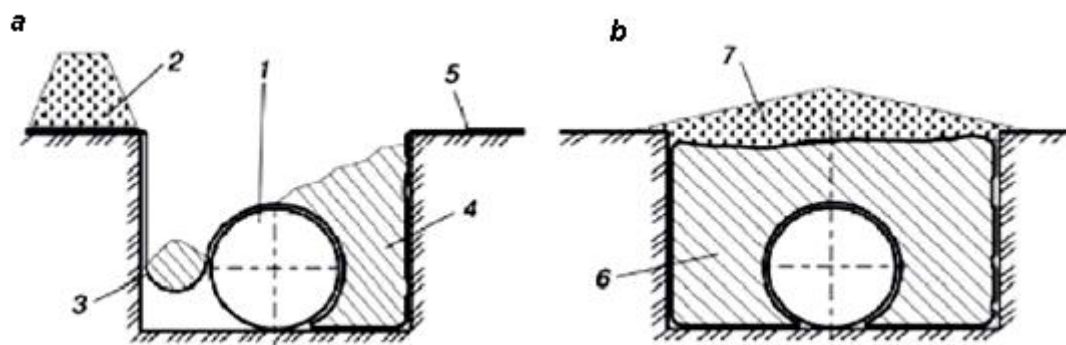


Figure 11 – The cross-section of the gas pipeline with the use of well intervention in the process of filling (a) and after it (b):  
 1 – Pipeline; 2 – cover material; 3 - fragment of the left block backfill; 4 – right block backfill; 5 – carpet ГТМ; 6 – left block backfill; 7 – outer bead filling

The second solution concerns the application of ГТМ in slopes over 5°, folded washed out soft soil in permafrost (Fig. 42).

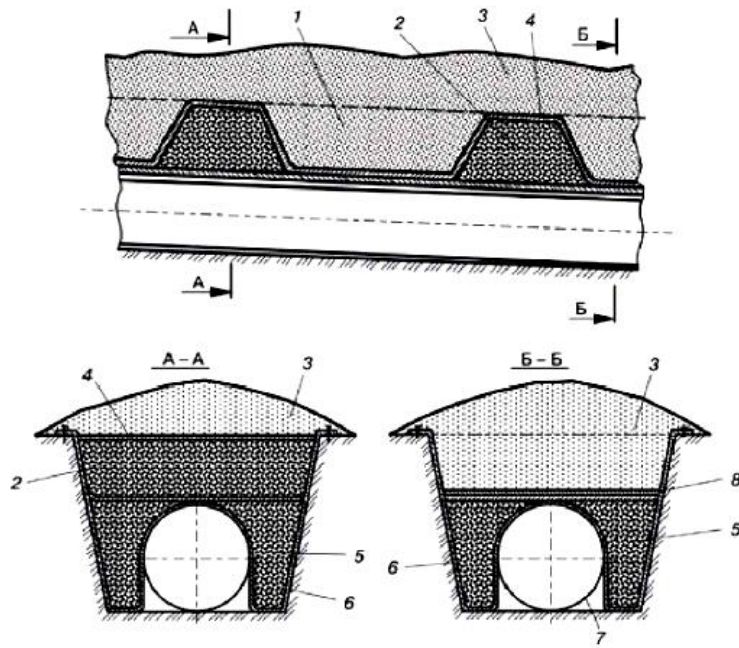


Figure 12 – Scheme of slope gas pipeline construction:

1 – excavated soil; 2 and 5 – Ground-ballast; 3 – outer bead filling; 4 – flexible carpet; 6 and 8 – a flexible carpet ГТМ; 7 – pipeline

The application of these ballasting methods based on ГТМ will significantly decrease material and labor costs in the construction of gas transportation systems in the Far North, providing reliable operation of gas pipelines in difficult conditions [27].





