

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Методы повышения устойчивости магистральных газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов УДК 622.692.4.053:551.345-048.78

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б21	Осоргин О.В.		

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
ст. преподаватель	Глызина Т.С.	к.х.н, ст.преподаватель		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

**ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА
21.03.01 Нефтегазовое дело**

Планируемые результаты обучения

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

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с),(ЕАС-4.2-е)</i>

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 210301 «Нефтегазовое дело» профиль
«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов
переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 И.о. Зав. кафедрой

_____ Бурков П.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21	Осоргину Олегу Владимировичу

Тема работы:

Методы повышения устойчивости магистральных газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

09.06.2016г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Характеристика объекта исследования; Методики расчета нефтепродуктопроводов на прочность при капитальном ремонте в зимних условиях; Методы устранения деформаций многолетнемерзлых грунтов при оттаивании или их пучение при промерзании.
---------------------------------	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>Введение Определение объекта исследования Характеристика и задачи Основные виды работ по прокладке трубопроводов Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при прокладке их в вечномёрзлых грунтах Термостабилизация грунтов нефтегазопровода, проведенного на многолетнемёрзлых породах Расчетная часть Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение Социальная ответственность Заключение Литература Приложения</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Глызина Татьяна Святославовна</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Гуляев Милий Всеволодович</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>29.05.2017г.</p>
--	---------------------

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
3-2Б21	Осоргин Олег Владимирович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 154 с., 17 рис., 23 табл., 59 источника, 5 прил.

Ключевые слова: ТРУБОПРОВОД, ВЕЧНАЯ МЕРЗЛОТА, МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫЙ ГРУНТ, СПОСОБЫ ПРОКЛАДКИ, ГАЗОНЕФТЕПРОВОД, ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЯ, БАЛЛАСТИРОВКА.

Объектом исследования данной работы является технология прокладки трубопроводов в условиях вечной мерзлоты.

Целью данной дипломной работы является анализ эксплуатационной надежности технологий, при строительстве нефтепровода на мерзлых грунтах в неблагоприятных районах Крайнего Севера и сложных инженерно-геологических условиях. Проведение расчетных прочностных характеристик, и проведение расчетов по введению в эксплуатацию термостабилизации грунтов.

Актуальность работы связана с необходимостью интенсификации всей промышленной инфраструктуры центральных районов Якутии.

В процессе исследования рассмотрены способы прокладки трубопровода: наземная и подземная. Описана технология строительства линейной части. Раскрыта тема оценки работоспособности и повышения надежности и ресурса магистральных и промысловых трубопроводов, большую роль в решении которой, играет диагностика технического состояния газонетфепроводов.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

- изучение способов прокладки, балластировки, теплоизоляции трубопроводов в сложных условиях;
- изучение особенностей технологии строительства линейной части магистрального трубопровода.

					<i>Методы повышения устойчивости газонетфепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		Осоргин О.В.			Реферат	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л					1	154
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.2Б21		
<i>И.о. Зав. каф.</i>		Бурков П.В.						

В результате исследования проводился анализ надежных методов строительства нефтепровода на многолетнемерзлых грунтах, было рассмотрено техническое предложение усиливающее надежность эксплуатации по подземной безкопчной прокладке трубопровода в мерзлом грунте с управляемым околотрубным основанием.

Был произведен расчет нефтепродуктопровода на прочность при капитальном ремонте в зимних условиях, с проверками на устойчивость, продольное осевое усилие.

Приведены мероприятия по охране труда и технике безопасности, охране окружающей среды в соответствии с заявленной темой работы.

Был рассмотрен вопрос по целесообразности применения термостабилизации грунтов. Произведен экономический расчет затрат на реализацию проекта и приведено технико-экономическое обоснование целесообразности использования приведенного оборудования.

Устанавливаемое оборудование является экономически эффективными, что следует из улучшения относительных показателей характеристики продукта. Разрабатываемый научно-технический продукт имеет более высокий показатель эксплуатационно-технического уровня по сравнению с продуктом аналогом.

В будущем планируется рассмотреть более подробно вопросы других методов, обеспечивающих надежность трубопровода, а также учесть финансовые издержки по минимизации технического обслуживания внедряемого оборудования.

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		2

ABSTRACT

Final qualification work of 154 pages, 17 fig., 23 tab., 59 sources, 5 app.

Keywords: construction of oil pipelines, mechanic permafrost of soil, underground oil pipeline, ballasting, trench, heat insulation, ballastics.

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

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

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

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

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

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

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

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

In the future, it is planned to consider in more detail the issues of other methods ensuring the reliability of the pipeline, as well as to take into account the financial costs of minimizing the maintenance of the equipment being introduced.

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
						3
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей работе используются ссылки на следующие стандарты:

1. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы.
2. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
3. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация;
4. ГОСТ 12.1.003–2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
5. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
6. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»;
7. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
8. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования;
9. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
10. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация
11. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов;
12. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
13. ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод;
14. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений;
15. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения;
16. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения;
17. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров;
18. ПБ 03-576-2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением;
19. ППБ 01-03 Правил пожарной безопасности в Российской Федерации

					<i>Определения обозначения, сокращение</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

20. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
21. СНиП 2.04.05-86 Отопление, вентиляция и кондиционирование;
22. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности;
23. Строительные нормы и правила СНиП III-42-80 "Магистральные трубопроводы".

В данной работе применены следующие обозначения, сокращения и определения:

(МГ) - Магистральный газопровод

(ММГ) - Многолетнемерзлый грунт

(СИЗ) - Средства индивидуальной защиты

(ПДВК) - Предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию

(НПБ) – Нормы пожарной безопасности

(ВКПР) - Верхний концентрационный предел

(ГРС) - Газораспределительная станция

(НКПР) - Нижний концентрационный предел

(ПДК) - Предельно допустимая концентрация

(СИЗ) - Средства индивидуальной защиты

(НИР) - Научно-исследовательская работа

(НИОКР) - Научно-исследовательская и опытно-конструкторская разработка

(ЛПУМГ) - линейно-производственное управление магистральных газопроводов

(ЦПТЛ) - Центральная производственно-техническая лаборатория\

(ВВ) – Взрывчатые вещества

(НСМ) - Нетканые синтетические материалы

(ЭХЗ) – Электрохимическая защита

(БКМ) – Бурильно-крановая машина

(ВАУ) – Винтовое анкерное устройство

(ГСМ) – Горючесмазочные материалы

					<i>Определения обозначения, сокращение</i>	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- (КЛС) - кабельные линии связи
- (РРЛ) - радиорелейные линии
- (ИГЭ) – инженерно геологический/геокриологический элемент
- (КС) – компрессорная станция
- (СТС) – сезонно-талый слой
- (СМС) – сезонно-мерзлый слой
- (ССО) – слой сезонного оттаивания
- (ГТС) – геотехническая система
- (ТСГ) – температурная стабилизация грунтов оснований
- (ТУР) – технические управляющие решения
- (СОУ) – сезонно-действующие охлаждающие устройство
- (СМР) – строительно-монтажные работы
- (ИГУ) – инженерно геологические/геокриологические условия
- (ГУ) – граничное условие
- (ЧС) – чрезвычайная ситуация;

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Инженерно-геокриологические (геокриологические условия):

Совокупность характеристик компонентов геологической среды исследуемой территории – рельефа, состава, состояния, криогенного строения грунтов, условий их залегания, температуры, физико-механических свойств, подземных вод, геологических и криогенных процессов и явлений, влияющих на проектирование, строительство и эксплуатацию зданий и сооружений.

Криогенный процесс: изменение геологической среды во времени и пространстве при промерзании или оттаивании грунтов под воздействием природных или техногенных факторов.

Морозное (криогенное) пучение: процесс, вызванный промерзанием грунта, миграцией влаги, образованием ледяных прослоев, деформацией скелета, приводящих к увеличению объема грунта, поднятию дневной поверхности

					<i>Определения обозначения, сокращения</i>	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Термокарст: процесс оттаивания льдистых грунтов, подземных льдов, сопровождающийся их осадкой и образованием отрицательных форм рельефа.

Мерзлые грунты: грунты всех видов, имеющие отрицательную или нулевую температуру и содержащие в своем составе лед.

Многолетнемерзлые грунты (вечномерзлые): грунты, которые находятся в мерзлом состоянии в продолжении многих лет (от трех и более).

Динамика криогенных процессов: Пространственно-временное изменение активности процессов.

Глубина нулевых годовых колебаний температуры грунтов: Глубина, на которой температура грунта не изменяется в течение одного года (при заданной точности измерений $\pm 0,1^{\circ}\text{C}$).

Грунт: горные породы (включая почвы), техногенные образования, залегающие преимущественно в пределах зоны выветривания, представляющие собой многокомпонентную и многообразную геологическую систему и являющиеся объектом инженерно-хозяйственной деятельности человека.

Термоэрозия: разрушение грунтов под воздействием тепла поверхностных вод на вечномерзлые грунты.

Сезоннопромерзающий грунт: оттаивающий летом и промерзающий зимой, без слияния с толщей многолетнемерзлого грунта.

Сезоннооттаивающий грунт: оттаивающий летом и промерзающий зимой, до полного слияния с толщей многолетнемерзлого грунта.

Солифлюкция: стекание грунта, перенасыщенного водой, по мёрзлой поверхности сцементированного льдом основания склонов.

					<i>Определения обозначения, сокращение</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

Содержание

Введение.....	14
1. Основные определения многолетнемерзлых грунтов.....	17
2. Общее положение по строительству нефтепровода на многолетнемерзлых грунтах.....	24
2.1. Диагностика магистральных газопроводов.....	25
3. Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	27
3.1. Взаимодействие газопроводов с мерзлыми грунтами.....	28
3.2. Натурные исследования несущей способности магистральных газопроводов.....	34
3.3. Исследование несущей способности линейной части магистральных газопроводов, эксплуатируемых в условиях Севера.....	38
3.4. Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при прокладке их в вечномерзлых грунтах.....	39
4. Транспортные и погрузочно-разгрузочные работы.....	41
5. Подготовительные работы.....	45
6. Монтажные работы.....	48
7. Очистка и защита полости труб от снега и наледи.....	51
8. Земляные работы.....	53
9. Машины для рыхления.....	54
10. Бурение скважин и установка свай.....	56
11. Машины и оборудование для проходки шпуров и скважин.....	57
12. Оборудование для буровзрывных работ.....	59
13. Предохранение грунтов от промерзания.....	60

					<i>Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>		Осоргин О.В.			Содержание	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л</i>					8	154
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.2Б21		
<i>И.о. Зав. каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

14. Основы технической эксплуатации машин для разработки мерзлых грунтов в условиях севера.....	63
14.1. Условия эксплуатации.....	65
14.2. Требования к топливам и смазкам.....	67
14.3. Требования к стальным материалам.....	69
14.4. Оборудование кабины оператора.....	73
14.5. Подготовка машин к эксплуатации.....	76
15. Изоляционно-укладочные работы.....	79
16. Закрепление и балластировка трубопровода.....	82
17. Сооружение трубопроводов с попутным электроподогревом.....	85
18. Теплоизоляционные работы.....	87
19. Электрохимическая защита.....	89
20. Сооружение линий связи и ЛЭП.....	95
21. Техническое предложение по подземной безкопчной прокладке трубопровода в мерзлом грунте с управляемым околотрубным основанием.....	99
22. Методика расчета нефтепродуктопроводов на прочность при капитальном ремонте в зимних условиях.....	104
22.1. Расчет нефтепродуктопровода на прочность при капитальном ремонте в зимних условиях.....	112
22. Охрана окружающей среды.....	125
23. Охрана труда и техника безопасности.....	130
24. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	141
Заключение.....	145
Список литературы.....	148
Приложения.....	150

Введение

Россия обладает одним из самых больших в мире потенциалов топливно-энергетических ресурсов и активно участвует в формировании благоприятного климата международной торговли всеми их видами, занимая первое место в мире по экспорту природного газа и второе - по экспорту нефти и нефтепродуктов.

Восточная Сибирь и Дальний Восток имеют стратегическое значение для развития России в XXI веке.

На Восточную Сибирь и Дальний Восток приходится от 40 до 50 % нефти, 14% природного газа. Крупномасштабное использование ресурсов углеводородного сырья региона будет способствовать не только ускоренному развитию промышленного потенциала, но позволит также существенно повысить уровень жизни местного населения и, что не менее важно, укрепить позиции России на энергетических рынках АТР.

Поставлена задача, в соответствии с которой предусматривается доведение добычи нефти на Востоке страны к 2020 году до 100 млн.тонн в год, а газа – до 105 млрд.куб.м в год.

Однако освоение нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока до сих пор сталкивалось с рядом проблем:

1) Запасы углеводородов рассредоточены на ряде крупных и по большому числу более мелких месторождений, лицензии на разработку которых в значительной степени распределены между различными недропользователями.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Осоргин О.В.			Введение		
Руковод.		Саруев А.Л.					
Консульт.							
И.о. Зав. каф.		Бурков П.В.					
					Лит.	Лист	Листов
						10	154
					ТПУ гр.2Б21		

2) Промышленное освоение этих месторождений практически не начато ввиду отсутствия трубопроводной транспортной инфраструктуры, а также из-за невозможности решения отдельными недропользователями проблемы комплексного использования углеводородов месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока, в существенном количестве содержащим этан, пропан, бутан, конденсат и гелий.

В настоящее время первоочередной стала проблема оценки работоспособности и повышения надежности и ресурса магистральных и промысловых трубопроводов. В ее решении большую роль играет диагностика технического состояния газопроводов.

Основные причины, выдвинувшие эту проблему в число первоочередных, следующие:

-большинство промысловых и газотранспортных систем сооружено и проектируется на Севере, в регионах со сложными климатическими и природно-геологическими условиями, включая многолетнемерзлые грунты. Это предъявляет повышенные требования к материалам труб, сварных соединений, изоляции, методам строительства и техническим решениям;

-срок службы трубопроводов (около 30 %) достигает условного нормативного предела - 33 лет, около 20 % газопроводов работают на пониженных давлениях. Это требует инспекции трубопроводов и оценки их работоспособности;

-по масштабам трубопроводного строительства на Севере, мощностям газотранспортных систем и их параметрам (диаметры 1420 мм, протяженность транзитных газопроводов 3-4 тыс. км), применению централизованного управления отечественная промышленность значительно отличается от зарубежной.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						11
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Эти причины, а также особенности технологии, разнообразие конструктивных решений обуславливают специфику диагностики газопроводов и, соответственно необходимость построения концепции диагностики и разработки инженерных методов и средств по ее реализации.

Основные проблемы строительства и надежности эксплуатации трубопроводных сетей в северных регионах связаны с широким распространением многолетнемерзлых грунтов. Прежде всего, наличие мерзлоты сильно осложняет обеспечение проектного положения трубопроводов. Значительная - до двух метров и более - глубина слоя сезонного протаивания, низкая несущая способность талых грунтов и нестабильность мерзлоты, интенсивные мерзлотные процессы вынуждают практически все трубопроводы прокладывать над поверхностью грунта - на опорах или на эстакадах.

Целью проекта является рассмотрение надежных технологий и техники, которые будут рентабельными при строительстве и обслуживании трубопроводов в условиях Крайнего Севера и отвечать требованиям заказчика.

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

1. ОСНОВНЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

Особенностями строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов, определяющими технологические и конструктивные решения, являются отрицательная температура окружающей среды (воздуха, грунта) и резкое изменение физико-механических свойств большинства грунтов при их оттаивании.

В этой связи при проектировании и строительстве магистральных трубопроводов следует учитывать: мерзлотно-грунтовые условия строительных площадок и участков трассы; влияние освоения территории на мерзлотно-грунтовые условия путем нарушения растительного покрова, перераспределения снежных отложений, создания новых очагов разгрузки грунтовых вод и т. д.; тепловое воздействие трубопроводов на окружающие грунты; механическое воздействие грунтов на трубопроводы при протаивании и промерзании грунтов.

Геокриологические условия строительства в районах распространения многолетнемерзлых грунтов характеризуются распространением и залеганием многолетне-мерзлых грунтов; составом, сложением и строением грунтов; температурным режимом грунтов; толщиной сезоннооттаивающих и сезоннопромерзающих слоев грунта; физико-механическими свойствами грунтов; мерзлотными процессами (пучение, наледи, термокарст, трещинообразование); грунтовыми водами; климатическими условиями района строительства.

					<i>Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Осоргин О.В.</i>				Основные определения многолетнемерзлых грунтов	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>						13	154
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.2Б21		
<i>И.о. Зав. каф.</i>	<i>Бурков П.В.</i>							

Грунты всех видов называются мерзлыми, если они имеют отрицательную или нулевую температуру и содержат в своем составе лед; эти грунты называются многолетнемерзлыми (вечномерзлыми), если они находятся в мерзлом состоянии в продолжении многих лет (от трех и более).

В районах распространения многолетнемерзлых грунтов поверхностный слой грунта, подвергающийся сезонному промерзанию и оттаиванию, называется *сезоннопромерзающим* — оттаивающим летом и промерзающий зимой, но без слияния с толщен многолетнемерзлого грунта; *сезоннооттаивающим* — оттаивающий летом и промерзающий зимой до полного слияния с толщиной многолетнемерзлого грунта. (Слои грунта, промерзающие зимой и не оттаивающие полностью в течение одного-двух лет, называются перелетками).

Наименование видов мерзлых грунтов принимают в соответствии с характеристиками этих грунтов, которые они приобретают после оттаивания (СНиП 11-15—74).

Мерзлые грунты по их состоянию подразделяются на следующие грунты.

Твердомерзлые — прочно сцементированные льдом, характеризующиеся относительно хрупким разрушением и практически несжимаемостью под нагрузками от сооружений; к твердомерзлым относятся песчаные и глинистые грунты, если их температура ниже $-0,3^{\circ}\text{C}$ — для песков пылеватых; $-0,6^{\circ}\text{C}$ — для супесей; -1°C для суглинков; $-1,5^{\circ}\text{C}$ — для глины.

					Основные определения многолетнемерзлых грунтов	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Пластично мерзлые — сцементированные льдом, но обладающие вязкими свойствами (вследствие содержания в них значительного количества незамерзающей воды), характеризующиеся способностью сжиматься под нагрузками от сооружения; к пластичномерзлым относятся песчаные и глинистые грунты со степенью заполнения пор G льдом и незамерзшей водой $<0,8$, если их температура находится в пределах от 0°C до значений, указанных для твердомерзлых грунтов.

При $G > 0,8$, а также при засоленности грунтов более 0,25% состояния грунтов определяются на основе специальных исследований.

Сыпучемерзлые — несцементированные льдом вследствие малой влажности песчаные и крупнообломочные грунты.

Наледь — выход в зимнее время речной (или другого водотока) воды на поверхность льда или на поверхность земли; излившаяся вода постепенно замерзает.

Солифлюкция — медленное вязкое течение грунта по склону рельефа, вызванное процессом сезонного его промерзания — оттаивания.

Термокарст — провальные формы рельефа, образующиеся вследствие оттаивания подземного льда и льдистых вечномерзлых грунтов.

Пучение — увеличение в объеме слоя влажного грунта в процессе его промерзания, проявляющееся в подъеме поверхности слоя, перемещения покрытий и др. Максимальное пучение характерно для сезоннопромерзающего слоя с высоким уровнем грунтовых вод.

Морозобойные трещины — вертикальные трещины в грунте, образующиеся вследствие его сезонного промерзания или резких и больших температурных колебаний в зимнее время.

					Основные определения многолетнемерзлых грунтов	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. ОБЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ НЕФТЕПРОВОДА НА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ.

Сооружение трубопроводов, прокладываемых на многолетнемерзлых грунтах, должно осуществляться в основном в зимнее время с использованием грунтов в качестве оснований в соответствии со СНиП 2.02.04-88 [12] по I принципу.

принцип I – вечномерзлые грунты основания используются в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации сооружения;

В летний период при потере несущей способности деятельного слоя грунта и его использования в соответствии со СНиП 2.02.04-88 по II принципу выполнение линейных трассовых работ допускается только с применением специальных технологий и техники, обоснованных технико-экономическим расчетом, надежностью и отвечающих требованиям охраны окружающей среды.

принцип II – вечномерзлые грунты основания используются в оттаянном или оттаивающем состоянии (с их предварительным оттаиванием на расчетную глубину до начала возведения сооружения или с допущением их оттаивания в период эксплуатации сооружения).

Основные этапы при строительстве нефтепровода на многолетнемерзлых грунтах: Организация производства работ (рис.1);

					<i>Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Осоргин О.В.			Общее положение по строительству нефтепровода на многолетнемерзлых грунтах	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					16	154
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.2Б21		
<i>И.о. Зав. каф.</i>		Бурков П.В.						

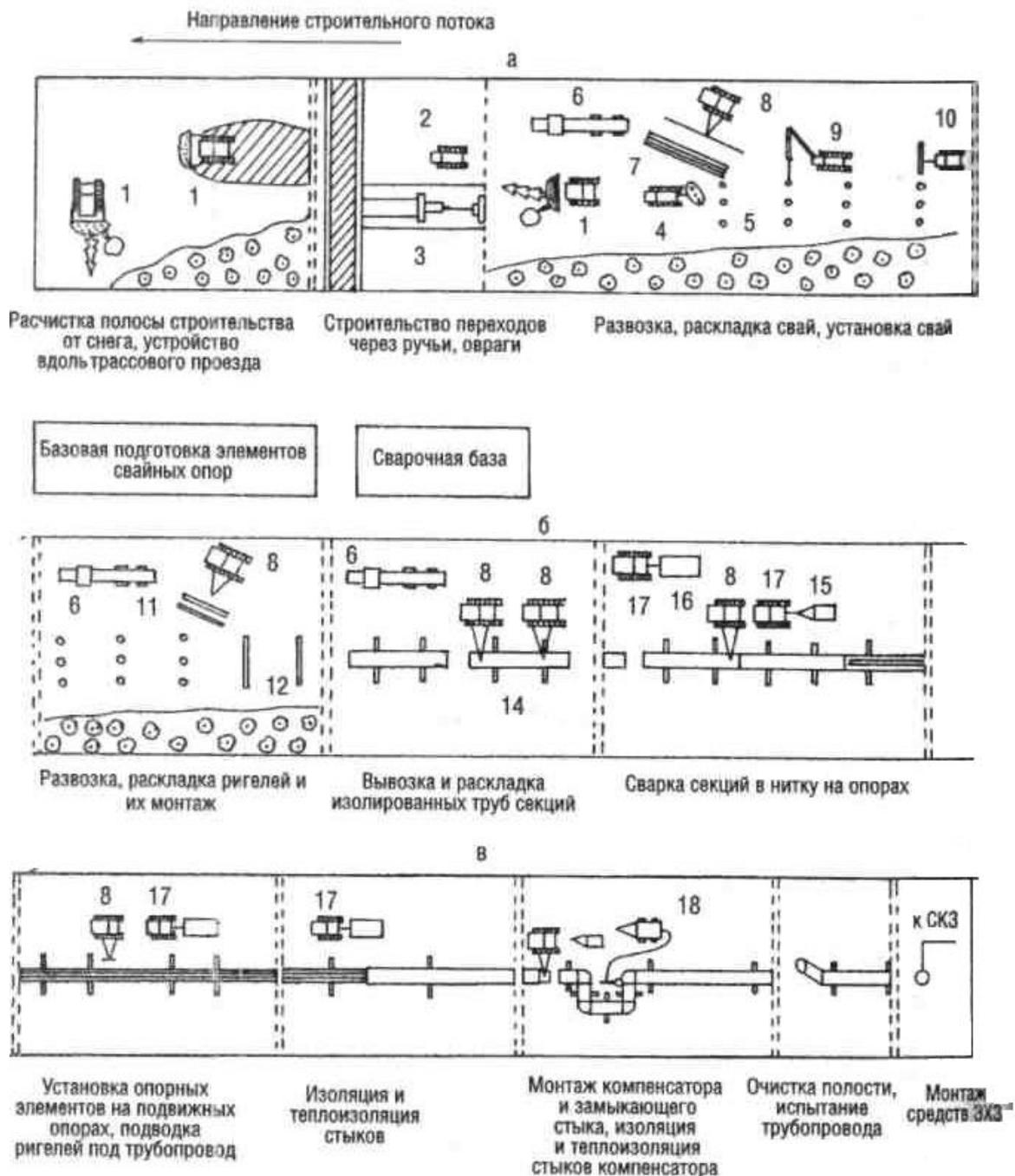


Рис.1 Типовая организационно-технологическая схема линейного потока по сооружению надземных трубопроводов в условиях вечномерзлых грунтов: 1 — бульдозер; 2 -подъемный кран; 3 — устройство перехода под дорогой методом продавливания; 4 — буровая установка; 5 — пробурение скважины; 6 — плодородный грунт; 7 — трубовоз; 8— трубоукладчик; 9— буровая установка; 10— забивка свай СП-49; 11 — ригели; 12 — установленные ригели на опорах; 13 — секция трубопровода; 14 — источник

тока; 15 — вагончик для обогрева; 16 — трактор; 17 — компрессор; 18 — домкрат

Подготовка строительства;

Строительство и эксплуатация временных дорог и технологических проездов;

Земляные работы;

Установка свайных опор для надземных трубопроводов;

Монтаж и укладка подземного трубопровода;

Монтаж надземного трубопровода (рис.2)

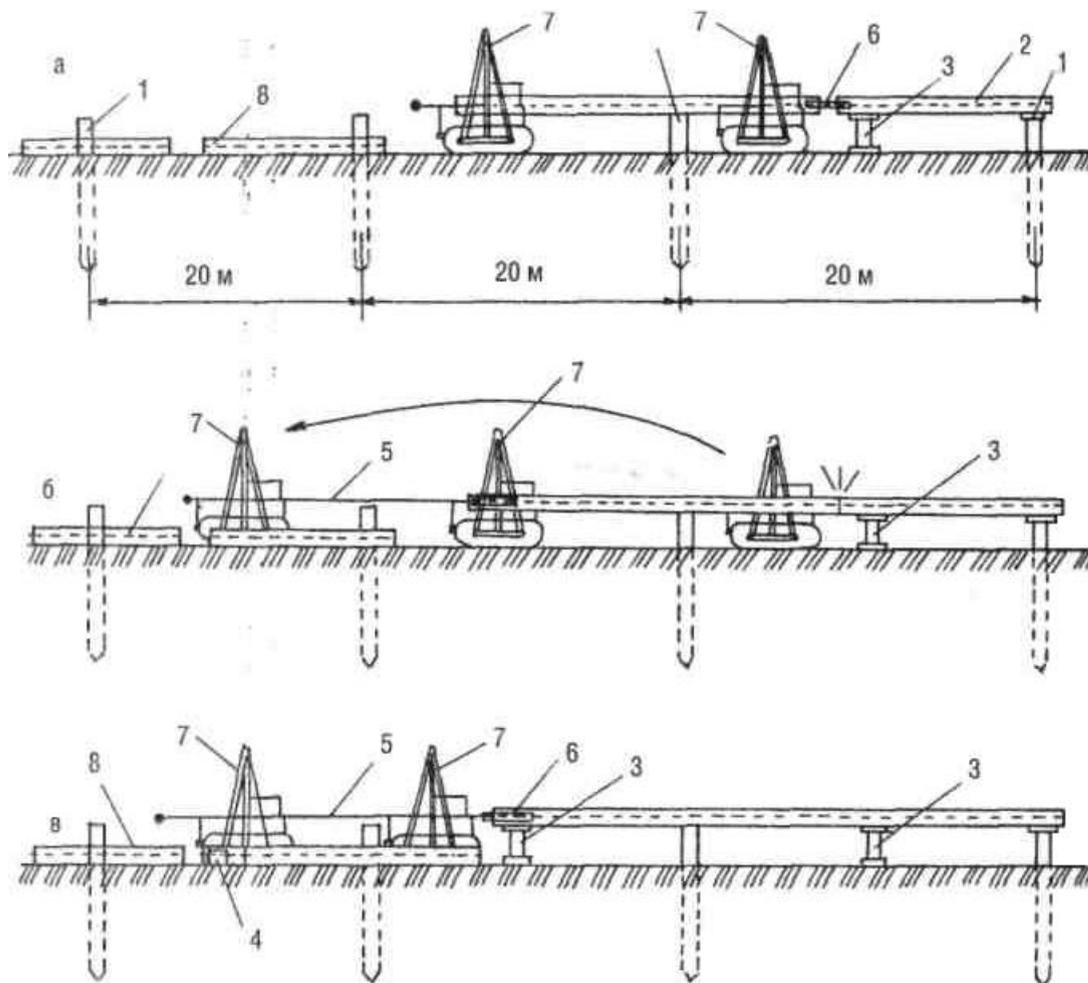


РИС. 2. Монтаж плетей на опорах: а — сборка стыка; б — перемещение центратора; в — подготовка трубы к стыковке; 1 — опора; 2 — смонтированный трубопровод; 3 — монтажная опора; 4 — передвижная опора штанги; 5 — штанга; 6 — центратор; 7 — трубоукладчик; 8 — трубы

2.1 Диагностика магистрального газопровода

В отрасли разработана комплексная система диагностики, созданная на основе анализа практического отечественного и зарубежного опыта, выполнения научно-исследовательских работ (НИР) и натурных обследований. Создание такой системы позволило перейти от отдельных разноплановых работ по диагностике, осуществленных на ряде предприятий, к комплексной инспекции в рамках отрасли, что дает возможность поддерживать необходимый уровень надежности газотранспортной системы в целом и предоставляет исходные материалы для выполнения реконструкции газопроводов.

В принципиальной схеме комплексной диагностики (рис. 3) выполнены три основных уровня, необходимые для анализа состояния трубопровода, - это системы базы знаний и обследований; технические методы и средства для реализации диагностики; система принятия решений по результатам инспекции и отдельно - раздел о диагностике индивидуального газопровода. Такая постановка определена тем, что основная задача для газопровода - это поставка газа в конечный пункт на достаточном уровне надежности. Поэтому необходимо так организовать работу по диагностике, чтобы получить оценку работоспособности и надежности конкретного индивидуального газопровода. Понятие "газопровод" в данном случае может охватывать и целиком магистраль, и газопровод, и участки в пределах линейно-производственных управлений, если иметь дело с многониточными системами. По-видимому, прежде всего диагностику и оценку надежности индивидуального газопровода в рамках рассматриваемой схемы нужно осуществить для экспортных газопроводов.

На стадии проектирования следует разработать отдельный раздел - диагностику газопровода, в котором будут систематизированы участки, методы и средства контроля, периодичность, оснащенность соответствующих служб и т.п. Первый опыт создания такого раздела был реализован в технико-экономическом обосновании газопроводов Ямал -

					<i>Диагностика магистрального газопровода</i>	<i>Лист</i>
						19
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Запад. Были сформулированы основные направления диагностики: обнаружение дефектов, проверка изменения проектного положения, деформаций и напряженного состояния, контроль за коррозионными процессами и технологическими параметрами транспорта и газа и т.д.

Кроме того, на стадии проектирования предусматривают необходимые средства штатной диагностики, организационные структуры и технические службы.



Рис. 3. Принципиальная схема комплексной диагностики и принятия решения об эксплуатации газопроводов

Так, для газопроводов Ямал - Запад было предложено создать комплексные передвижные лаборатории (для ранней диагностики), штатные передвижные лаборатории при службах ЦПТЛ, специальную лабораторию по мерзлотному надзору, а также ряд бригад в рамках линейно-производственных управлений магистральных газопроводов (ЛПУМГ) или газотранспортного предприятия.

На стадии строительства важно получить своеобразный “нуль отсчета” - принципиальные фактические параметры: информацию о сварных швах, положении газопровода, свойствах материалов труб, привязке трассы, результатах испытаний, наличии устройств приема-запуска дефектоскопов и маркеров и т.д.

Наибольшие объемы и многообразие свойственны диагностике на стадии эксплуатации, что подробно отражено на схеме (см. рис. 3). Здесь, помимо выполнения различных диагностических работ, по результатам дефектоскопии требуется ответить на основной вопрос - о работоспособности участка газопровода при наличии обнаруженных дефектов. В настоящее время - это одна из главных инженерных проблем в области надежности трубопроводов, которая интенсивно разрабатывается в нашей стране и за рубежом. Основные моменты при ее реализации: анализ дефектов по степени опасности и их классификация, определение характера нагрузок на дефектном участке и прочностных свойств металла труб; решение задач о несущей способности трубопровода с дефектом на основе нормативных материалов и специальных методик, основанных на механике деформируемого тела и разрушения; получение результатов о диагностическом уровне напряжений и деформаций в опасном участке; принятие решений о работоспособности трубопровода при наличии дефекта, исходя из всей совокупной информации.

Особое внимание уделяется методическому обеспечению диагностических работ в рамках линейно-производственных управлений. С этой целью была

					<i>Диагностика магистрального газопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

разработана памятка, которая содержит основные принципы диагностики магистральных газопроводов, включающие цель, средства и анализ результатов (рис. 4).

Кроме того, составлен алгоритм технической диагностики, позволяющий проводить планомерно работы по инспекции газопроводов ЛПУ. Так, на рис. 5 дана принципиальная схема, объединяющая основные виды контроля, выявление потенциально опасных участков и оценку работоспособности. Как следует из схемы, диагностика газопровода включает в себя этапы: непосредственно диагностическое измерение; составление паспорта технического состояния, из которого видны потенциально опасные участки; применение на этих участках необходимых методов и средств контроля (постоянного или периодического); выполнение оценки работоспособности участка, на котором обнаружены дефекты.

Следующей, тесно связанной с изложенными выше, является проблема оценки срока службы и прогноза остаточного ресурса газопровода. Ответив на вопрос о работоспособности, логично поставить вопрос о длительности эксплуатации газопровода при наличии дефекта или срока службы в целом. В последние годы для специалистов стало ясно, что такая проблема актуальна и практически важна, однако в связи со сложностью решения и трудностями в реализации до настоящего времени выполнены лишь отдельные исследования. В концепции ресурса газопроводов используется принцип эксплуатации по техническому состоянию. Этот принцип включает оценку текущего состояния - обнаружение дефектов, анализ нагрузок и взаимодействий с окружающей средой, прогнозирование этого состояния и оценку риска по отношению к аварийным ситуациям. Кроме того, при длительных сроках эксплуатации необходимо анализировать состояние механических свойств металла труб. Как показали исследования трубы отдельных марок после 20-30 лет эксплуатации существенно снижают пластичность.

					<i>Диагностика магистрального газопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

При инженерной оценке ресурса основную роль играют натурные испытания полноразмерных элементов на циклическую прочность. Результаты таких испытаний позволяют определить срок службы с достаточной гарантией.

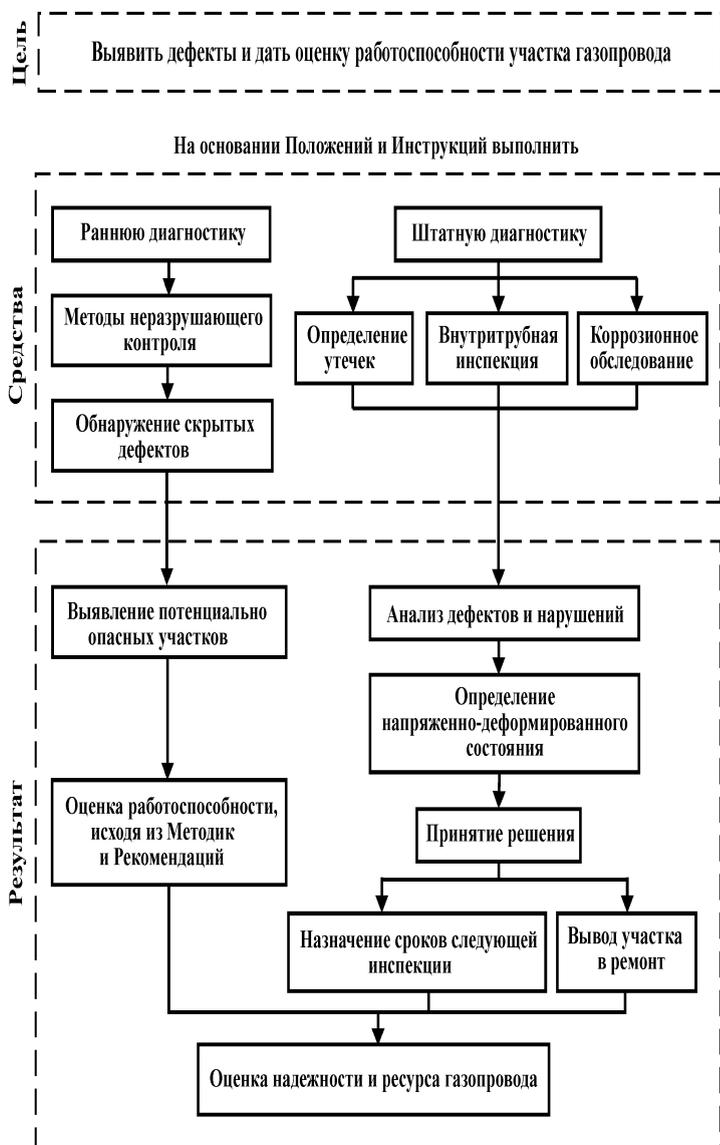


Рис.4. Памятка. Основные (поименные) диагностики магистральных газопроводов

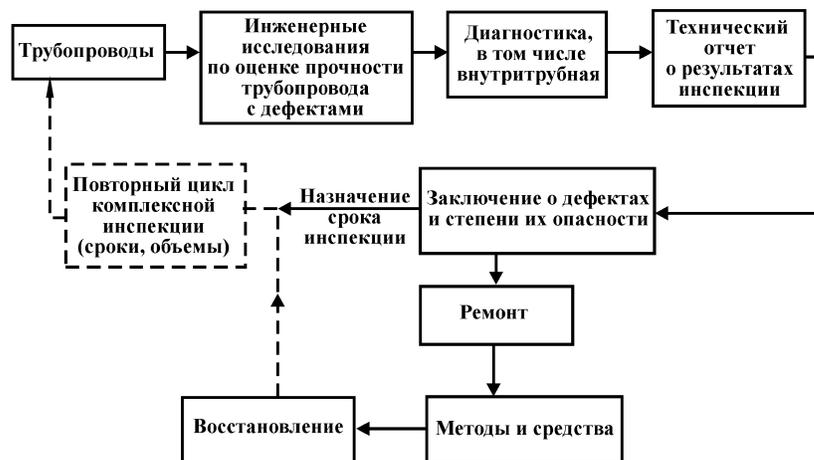


Рис. 5. Принципиальная схема прогноза работоспособности трубопроводов

Таким образом, в настоящее время в области газотранспортных систем и конструкций решение задачи о надежном газоснабжении поставлено на новые уровни, в которых приоритетными являются вопросы комплексной диагностики и ресурса. Как показывает анализ, в научном и методическом плане имеется ясность, и основное внимание следует уделить созданию отраслевой базы натуральных ресурсных испытаний полноразмерных конструкций и с помощью использования всего комплекса НИР оперативной практической реализации разработок на производственных предприятиях.

3. Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах

3.1. Взаимодействие газопроводов с мерзлыми грунтами

При сооружении газопроводов в вечномёрзлых грунтах необходимо особо выделить фактор взаимодействия конструкции с многолетнемерзлыми грунтами, который определяет работоспособность линейного сооружения на стадиях строительства и эксплуатации.

Особенностью этого фактора является то обстоятельство, что он является связующим звеном в системе проектирование—строительство—эксплуатация, так как практически невозможно создать такую строительную конструкцию, которая позволяла бы осуществить любые технологические режимы, и, наоборот, некачественная конструкция не может быть компенсирована самым высоким уровнем эксплуатации. Трубопроводы по сравнению с технологическим оборудованием находятся в экстремальных условиях, и отказ трубопроводов приводит к нарушению процесса эксплуатации. Отказы наблюдаются в основном в зимний период, что связано с максимальным развитием процессов сезонного и многолетнего пучения.

В настоящее время существуют подходы к решению задачи обеспечения надежности конструкций газопроводов в мерзлых грунтах на основе рассмотрения технологических задач взаимодействия газопроводов с грунтом или на основе методов описания надежности без учета фактора несущей способности конструкции. Такие решения не отражают реальных состояний конструкции, не могут дать оценки ее надежности в текущий период эксплуатации и тем самым не в полной мере отражают эти вопросы и на начальном этапе – в нормативных документах и методических руководствах.

					<i>Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Осоргин О.В.			<i>Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					25	154
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.2Б21		
<i>И.о. Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

Проблема создания высоконадежных трубопроводов в мерзлых грунтах является сложной и требует комплексного подхода, в основе которого должны быть натурные исследования и апробации новых технических решений в трассовых условиях. Представляется правомерным применение следующей логической схемы: методами натурных измерений получить наиболее полную информацию о нагрузках и воздействиях; использовать ее в решениях задач о несущей способности трубопровода, при этом правильно построив расчетные модели; по результатам этой работы создать соответствующие методические руководства и разработать конструкторские решения и технологические методы.

Особенностью этих разработок является рассмотрение нагрузок новых видов (пучение и морозное растрескивание грунтов) и создание методов конструкторского и технологического характера, использующих в основном "фактор вечной мерзлоты" и направленных на повышение устойчивости газопроводов в мерзлых грунтах.

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

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

					<i>Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах</i>	<i>Лист</i>
						26
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Для оценки несущей способности подземных газопроводов необходимо решить задачу теплового взаимодействия трубы и мерзлого грунта и на ее основе рассмотреть прочностную задачу, считая нагрузки заданными. Тепловое взаимодействие источника с окружающим грунтом относится к классической задаче Стефана и подробно описано в специальной литературе. При решении задач механического взаимодействия трубопроводов с грунтом можно условно выделить следующие подходы: решение плоских задач — кольцо, взаимодействующее с грунтом (разные модели); оболочка — труба в грунте как упругой среде; стержни на упругом основании или с учетом пластических свойств грунта.

Как показывает практика эксплуатации газопроводов 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.

Приведем примеры характерных разрывов газопроводов в условиях мерзлого грунта.

На рисунке 3.1 показан характерный разрыв газопровода. Часть трубопровода оказалась жестко заземленной, а другая часть смещена силами

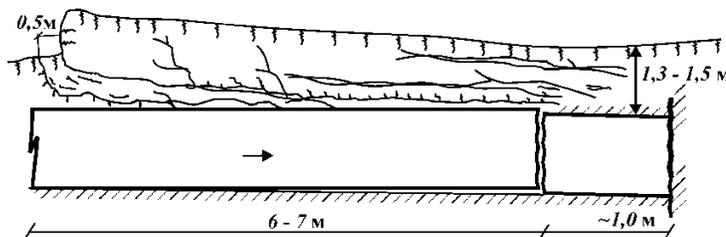


Рис.6 – Схема (разрез) разрыва газопровода на пойменном участке (правый участок остался в первоначальном положении, левый сместился на 50-60 мм)

пучения вверх с разрывом по сварному соединению.

Второй пример относится к разрыву газопровода вследствие морозобойного растрескивания. На рисунке 3.2 показан разрыв газопровода и наличие на поверхности грунта морозобойных трещин, образующих блоки растрескивания размером 1,5x1,5 м. Участок относится к высокой пойме, характеризуется спокойным рельефом, хорошей продуваемостью и, как следствие, — минимальным снежным покровом.

Третий пример описывает ситуацию, имеющую место при пересечении подземным газопроводом мелких водотоков. На рисунке 3.3 показан разрыв газопровода диаметром 529 мм. Под действием сил пучения в одном из сечений по телу трубы произошло разрушение, захватившее сварное соединение. При этом участки газопровода, заземленные в мерзлом грунте, не изменили своих положений. Разрыв произошел также при однократном значительном нагружении.

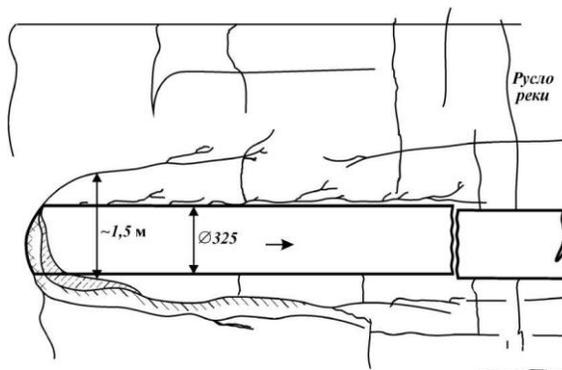


Рис.7 – Схематический план разрыва газопровода в условиях морозного растрескивания грунта. Размеры блоков растрескивания примерно 1,5x1,5 м. Трещины расположены параллельно и перпендикулярно к оси трубы.

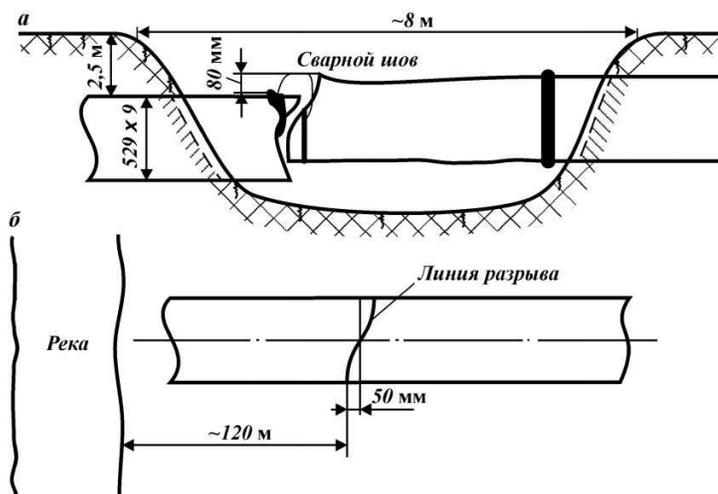


Рис.8 – Схема профиля (а) и план (б) участка
 зрыва подземного газопровода (подводный
 переход, пойменный участок)

Такого типа разрывы происходят, как правило, в начале зимы, характеризуются одинаковыми признаками разрушения. В начальный период промерзания трубопровод, испытывая сжатие со стороны промерзающих грунтов, постепенно перемещается вместе с мерзлым грунтом вверх. По мере увеличения мощности мерзлого грунта скорость перемещения возрастает, что приводит к увеличению напряжений в трубопроводе. В дальнейшем после исчезновения под трубопроводом талого прослоя, разобщающего зоны промерзания от дневной поверхности и трубопровода, выпучивание последнего продолжается в связи с пучением грунтов, промерзающих под ним. Основную опасность для трубопровода представляет не столько само пучение, сколько его неравномерность по длине. Для качественной оценки прочности трубопровода здесь могут быть использованы простые расчетные схемы, например балка, защемленная одним или двумя концами, под действием переменной погонной и сосредоточенной нагрузок. В общем случае для решения задачи необходима информация о температурных режимах, нагрузках пучения грунта, их динамике, распределении по трассе газопровода. Такие данные получают

					Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

посредством натуральных исследований. На их основе возможно решение задачи о прочности газопровода в пучинистых грунтах, при этом целесообразно применить комплексный подход к исследованию подземного газопровода: изучить температурные режимы, их результаты использовать в решении задач о прочности и устойчивости трубопровода и на основе этих исследований разработать необходимые технические решения.

3.2.Натурные исследования несущей способности магистральных газопроводов

Научно-обоснованный расчет газопроводов на прочность и устойчивость является определяющим в оценке надежности трубопроводных систем при эксплуатации.

Практика эксплуатации линейной части магистральных газопроводов ставит ряд сложных задач, решение которых требует определения критических параметров работоспособности трубопровода при различном сочетании нагрузок и воздействий. В настоящее время прослеживается несколько подходов к решению этой задачи. Первый основан на том, что трубопровод рассматривают как цилиндрическую оболочку, находящуюся в поле внешних воздействий. Расчет при этом проводится методами теории оболочек. Вторым подходом к решению задач основан на том, что трубопровод представляют балкой кольцевого поперечного сечения, взаимодействующей с грунтовой средой.

Таким образом, проблема безотказной эксплуатации тесно связано с анализом, оценкой прочности и несущей способности каждого участка газопровода, исходя из расчета и данных натурального обследования непроектных положений, образующихся в процессе эксплуатации.

					<i>Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах</i>	<i>Лист</i>
						30
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3.3. Исследование несущей способности линейной части магистральных газопроводов, эксплуатируемых в условиях Севера

Как уже известно, газопроводные системы районов Крайнего Севера работают в специфических природно-климатических и рельефных условиях. Многолетний опыт наблюдений северных газопроводов дает основание выделить ряд серьезных проблем связанных с надежностью и устойчивостью исследуемой конструкции.

Как было отмечено выше, одним из особенностей прохождения линейной части магистральных газопроводов являются многочисленные болота и болотистые местности, которые оказывают существенное влияние на несущую способность конструкции в целом. Отклонения от проектных положений, а значит и переход системы на качественно новый уровень устойчивости происходит в большинстве случаев на заболоченных участках. По всей видимости, это вызвано рядом температурно-климатических факторов и в первую очередь ярко выраженной сменой времени года, что создает нестабильное напряженно-деформированное состояние магистральных газопроводов.

В трассовых условиях при монтаже трубопровода практически не представляется возможным проводить замеры и осуществлять контроль всех силовых воздействий. В газопроводе возникают дополнительные, не предусмотренные расчетом, напряжения, которые в конечном итоге приводят к отклонениям от проектно-расчетной схемы. В большинстве случаев предполагаемыми причинами данного явления служат следующие факторы:

- сезонные изменения характеристик несущего грунта;
- различные уровни температурных напряжений;
- недостаточная обваловка участков в заболоченной местности;
- неадекватное рельефным условиям трассы проектное решение;
- отклонения от проекта из-за неточности разбивки и рытья траншеи;

					Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

- нарушение в процессе строительства технологических параметров укладки трубы и т.д..

Сезонные изменения уровней грунтовых вод приводит к заболачиванию местности, которые в свою очередь влияют на уровень надежности линейной части эксплуатируемых газопроводов. На стадии проектирования прогнозирование изменений гидрогеологических условий весьма сложно. При проектировании исходят из условий недопустимости возникновения выпученных участков, но так как эксплуатационные факторы отличаются от расчетных, на практике наблюдаются достаточное количество выходов газопровода на наземную поверхность и образование так называемого арочного выброса.

Наибольшее количество арочных выбросов приходится на долю арки в форме одной полуволны синусоиды, протяженность их достигает до 100 м; незначительное количество составляют арки в форме две полуволны синусоиды, протяженность их как правила, от 50 м до 100 м.. Арки в форме одной полуволны синусоиды подразделяются в свою очередь на такие, которые условно можно назвать симметричными =20%, несимметричными =30% и арки на косогорах (с параллельным смещением оси в вертикальной плоскости) =15%.

Многолетние натурные исследования арочных выбросов на северных газопроводах позволили классифицировать их по форме типобразования: симметричные и несимметричные с одной полуволной синусоиды, расположенные в вертикальной, горизонтальной или наклонной плоскости (арки на косогорах); горизонтальные, наклонные с двумя и более полуволнами синусоиды (горизонтальные арки - "змейки").

Статистический анализ мест образований арочных выбросов показывает, что наиболее опасными с точки зрения потери проектного положения, а в последствии возможно и потери устойчивости, являются участки газопроводов,

					Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

проложенных по болоту, заболоченным и обводненным местностям. В большей степени этому явлению способствует малосвязанная, вязкая область несущего грунта, оказывающая незначительное сопротивление перемещениям газопровода, а в случаях полного обводнения траншеи, выталкивающая сила, играющая определенную роль в этом процессе.

Изменения формы арки, происходящие в исследуемом газопроводе в процессе ее развития и зависящие в основном от действия температурно-климатических факторов, наблюдались в весенне-летний период, так как в это время труба испытывает наибольшие температурные перепады и грунт засыпки оказывает наименьшее сопротивление ползучим перемещениям.

Наблюдения за исследуемым газопроводом позволили установить, что в течение небольшого промежутка времени, необходимого для преодоления сил сцепления с грунтом, арка начинает изменять свои геометрические параметры. При этом уровень энергии в теле трубы снижается на величину, необходимую на формоизменение и преодоление сил сопротивления с грунтом. Этот уровень энергии является минимумом для данной системы. Затем, при наличии градиента внешних воздействий, снова происходит накопление упругой энергии в теле газопровода до новой критической величины, соответствующей для вновь образовавшейся геометрической формы арки. При этом процесс может быть затухающим или прогрессирующим в зависимости от изменения внешних и внутренних воздействий на газопровод.

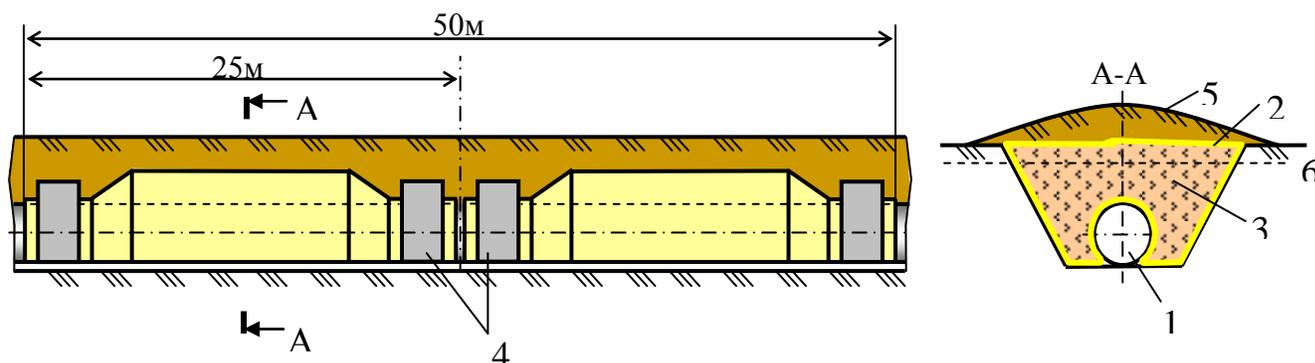
Исследования, проведенные в работах на всех типах арочных выбросов, позволяют сделать вывод о том, что накопившаяся в стенках газопровода потенциальная энергия может расходоваться на изменение проектного положения следующим образом:

- при неизменной длине волны происходит увеличение стрелки прогиба;
- при постоянной стрелке прогиба происходит увеличение длины волны арки;
- одновременно увеличивается длина волны и изменяется стрелка прогиба арки.

					<i>Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

Одним из методов, повышающих продольную устойчивость трубопроводов при эксплуатации, является правильный учет удерживающей способности грунта засыпки. Обычно при изысканиях определяют физико-механические характеристики грунта ненарушенной структуры. Засыпку грунта трубопроводов в зимнее время проводят с помощью механизмов таким образом, что пористость грунта и его влажность существенно отличаются по сравнению с грунтом ненарушенной структуры. Поэтому важным моментом при расчетах продольной устойчивости является правильный учет физико-механических характеристик грунта обратной засыпки, а также прогнозирование изменения гидрогеологических условий при его эксплуатации.

Также, применяют различные способы балластировки: железобетонные пригрузки, анкерные устройства различных конструкций, грунтовые засыпки с



коврами из синтетических материалов, а также закрепление грунтов химическими способами.

Рис.10 – Схема комбинированного способа балластировки: 1 – трубопровод; 2 – полотно НСМ; 3 – балластирующий минеральный грунт; 4 – утяжелитель типа УБО; 5 – грунт отвала (торф); 6 – уровень воды.

3.4. Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при прокладке их в вечномерзлых грунтах.

В условиях пучения участок газопровода находится под действием продольно-поперечного изгиба, и возникает задача снижения уровня нагрузки пучения (или ее составляющей) с целью обеспечения безопасной эксплуатации участка газопровода.

Одним из способов обеспечения устойчивости "холодного" (с отрицательной среднегодовой температурой) газопровода, сооружаемого в обводненных и пучинистых породах, является так называемый конструктивный способ, когда конструкцию трубопровода приспособливают к реальным геологическим условиям. Увеличение сопротивления трубопровода действию изгибающих нагрузок на участках интенсивного пучения создают путем закрепления трубы на механических погружаемых анкерах с предварительным обратным ее прогибом. Обсуждаются методы физико-химической и тепловой мелиорации грунтов для борьбы с процессом пучения на трассах. Для сохранения заданного положения трубопровода, сооружаемого в пластично-мерзлых породах, предложен способ одновременного образования траншеи и системы поперечных и продольных закрытых водоотводов соответственно на пониженных и повышенных элементах рельефа. Водоотводы представляют собой узкие прорезы, заполненные хорошо фильтрующим песчано-гравийным материалом, и предназначены для дренирования грунтовых вод, образующихся в полосе строительства. Сокращение запасов предзимней влаги в породах приводит к ослаблению их пучинистых свойств и способствует сохранению заданного положения трубопровода в период его эксплуатации. Кроме того, устройство над трубой насыпи из местного грунта предохраняет ее от резких колебаний температуры на поверхности. Применение рассмотренных выше способов в зависимости от конкретных геологических условий по трассе линейных сооружений позволяет снизить, а в некоторых случаях и полностью избежать

					Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

отрицательных последствий механического взаимодействия трубопроводов с вмещающими породами.

Большое влияние на устойчивость газопроводов оказывает температурный режим перекачиваемого продукта. По мере промерзания окружающего массива у трубы постепенно исчезает возможность свободного перемещения вследствие смерзания ее с грунтом. Колебания температуры при фиксированном положении трубы приводят к росту напряжений в стенке, появлению значительных осевых усилий и в ряде случаев к потере устойчивости. Известны способы обеспечения компенсирующей способности трубопровода при температурных колебаниях транспортируемого продукта путем предварительной термической обработки трубы. При транспортировке горячего продукта трубопровод нагревают выше минимальной температуры, а при транспортировке холодного — охлаждают ниже минимальной температуры перекачиваемого продукта. Достоинством рассмотренного способа является то, что его применение не требует для компенсации расширения или сжатия трубопровода при температурных колебаниях установки компенсаторов. Последние, кстати, малоэффективны при подземном способе прокладки вследствие смерзания их с вмещающим грунтом. Однако указанный способ нельзя использовать при прокладке трубопроводов со знакопеременным температурным режимом перекачиваемого продукта.

Представленные способы ставят своей целью уменьшить влияние пучения на трубопровод за счет специальных и, как правило, труднореализуемых решений. На трассе северного газопровода был разработан и применен сравнительно простой способ, который основан на изменении мерзлотных условий около газопровода. На участках газопровода, где наблюдалось пучение грунта, сооружают систему поперечных разрезов-выемок на глубину заложения трубопроводов (рис. 6.17, а). Расстояние между разрезами определяется расчетным путем, исходя из условия непревышения нагрузок, передаваемых на

					Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

трубопровод от смерзания, и допускаемых осевых усилий. Физический смысл указанного решения состоит в том, что обеспечивается проскальзывание трубопровода при смерзании с грунтом в случае, когда в трубе возникают осевые усилия (от перепада температуры). Установка поперечных разрезов-выемок нарушает целостность массива грунта, тем самым снижается сила смерзания грунта с газопроводом.

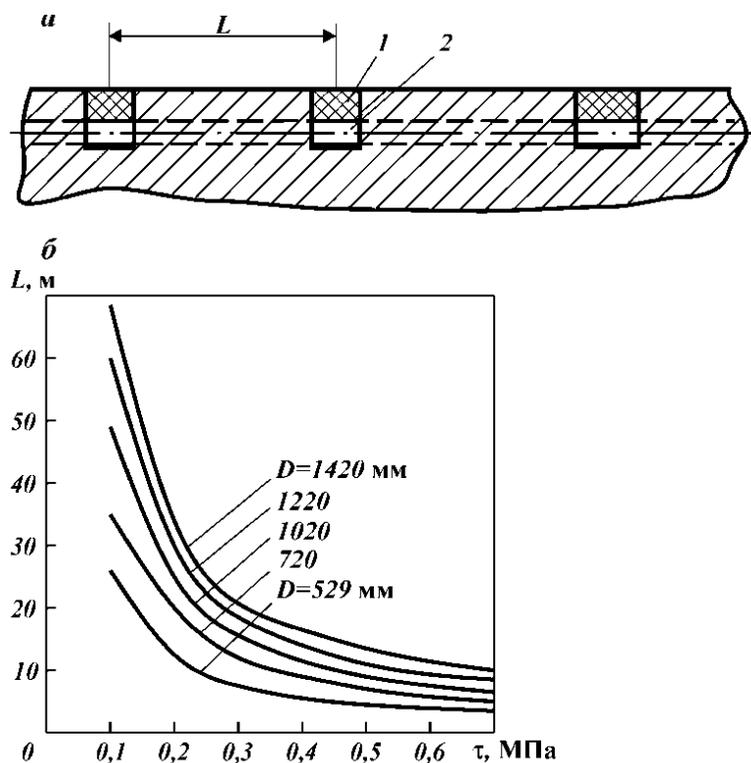


Рис. 11 Схема профиля газопровода с разрезами грунта (±) и зависимость расстояния между разрезами L от диаметра газопровода D и вида грунта (-):
 1 – грунтовый компенсатор; 2 – газопровод

4. ТРАНСПОРТНЫЕ И ПОГРУЗОЧНО-РАЗГРУЗОЧНЫЕ РАБОТЫ

1) Транспортные, погрузочно-разгрузочные работы выполняют в соответствии с требованиями разд. 5 СНиП III-42-80.

2) На участках транспортировки грузов со спусками и подъемами 10-20° необходимо применять дежурные гусеничные тракторы, с помощью которых транспортные средства преодолевают эти участки.

3) При эксплуатации транспортных средств в зимний период для повышения тягово-сцепных свойств допускается применять шины с шипами противоскольжения, разработанные в отрасли.

4) Трубы (секции) малых диаметров (32-325 мм) следует перевозить пакетами или в контейнерах в соответствии с государственными стандартами и технологическими условиями на трубы.

5) Складирование труб осуществляют на подготовленных площадках, на которых должны быть предусмотрены водоотводы от поверхностного стока. При укладке в штабеля трубы располагают в поперечном направлении к проезжей части склада. Внутренняя полость трубных секций должна быть защищена от попадания снега с помощью инвентарных заглушек.

6) Транспортировка теплоизолированных трубных секций с целью исключения повреждения тепловой изоляции должна осуществляться в специальных кассетах, исключающих их продольное и поперечное перемещения, а также деформации тепловой изоляции в местах опирания.

					<i>Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Осоргин О.В.			Транспортные и погрузочно-разгрузочные работы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					38	154
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.2Б21		
<i>И.о. Зав. Каф.</i>		Бурков П.В.						

5. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

1) Дополнительно к работам, изложенным в разд. 2 СНиП 3.01.01-85 и разд. 2 СНиП III-42-80, в районах распространения многолетнемерзлых грунтов проводятся следующие работы: геодезические разбивочные с восстановлением и закреплением оси зимней технологической дороги; разбивка и закрепление размещения карьеров, находящихся за пределами строительной полосы; заготовка и осушение грунта в карьерах; укрупнение и повышение технологической готовности конструкций и материалов; промораживание или осушение заболоченных и переувлажненных плохозамерзающих участков, подготовка оснований под насыпи; сооружение зимних технологических дорог.

2) Временные реперы на многолетнемерзлых грунтах при проведении геодезических разбивочных работ устраиваются в виде забуренных в мерзлоту металлических трубок или стержней. Глубина заложения и конструкция временных реперов на пучинистых грунтах должна обеспечивать отсутствие их вертикальных перемещений при процессах пучения.

3) Перед началом строительных работ необходимо: а) провести обследование трассы визуальным осмотром в натуре, инструментальными замерами для уточнения характера местности и мерзлотно-грунтово-геологических критериев (в частности, группы грунтов, типа и протяженности болот и заболоченных участков, протяженности участков с льдонасыщенными грунтами, наличия ледяных линз и погребенных льдов):

б) определить возможность применения местных грунтов для сооружения дорог, подсыпки траншей и присыпки трубопроводов, глубину оттаивания грунтов, залесенность, глубину и ширину зеркала воды на переходах.

					<i>Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Осоргин О.В.			Подготовительные работы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					39	154
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.2Б21		
<i>И.о. Зав. Каф.</i>		Бурков П.В.						

Результаты обследования необходимо сравнить с проектными данными, и если отклонения существенные, то необходимо скорректировать объемы работ и технологические решения, заложенные в проектах организации и производства работ, и при необходимости разработать дополнительные мероприятия по выполнению неучтенных видов строительно-монтажных работ.

4) Заготовку и осушение грунта для производства работ в зимний период производят преимущественно в карьерах в летний период послойной разработкой и формированием буртов.

5) На лесных участках трассы должны быть проведены работы по вырубке леса. Расчистку полосы строительства от леса и кустарника осуществляют с сохранением корневой системы, за исключением зоны расположения траншеи под трубопровод.

6) Планировку полосы отвода для прохода строительной техники следует осуществлять в основном за счет устройства грунтовых насыпей из привозного грунта. Планировка микрорельефа со срезкой неровностей допускается только по полосе будущей траншеи; на остальной части полосы отвода планировка микрорельефа осуществляется за счет формирования уплотненного снежного покрова. Уплотнение насыпного грунта следует выполнять послойно путем многократных проходов колесных или гусеничных транспортных средств.

7) Защиту строительной полосы от снежных заносов, расчистку или задержание снега осуществляют в соответствии с требованиями проекта производства работ на основании данных о розе ветров и объемах снеготранспорта.

Для расчистки снега могут быть использованы шнекороторные снегоочистные машины, бульдозеры, путепрокладчики типа БАТ, прицепные снегоочистительные угольники.

8) Промораживание плохо замерзающих участков трассы осуществляют проминкой мохорастительного покрова гусеничной техникой с давлением на

					<i>Подготовительные работы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

грунт не более $0,25 \text{ кгс/см}^2$ и удалением оседающего на полосе отвода снежного покрова. При этом убираемый снег необходимо разравнивать. Снежные отвалы высотой более 1 м рекомендуется осуществлять с откосами 1:6.

9) Устройство временных дорог на многолетнемерзлых грунтах следует проводить без снятия мохорастительного покрова.

Зимние снеголедовые дороги в зависимости от их расположения на местности и величины снегопереноса сооружают в нулевых отметках или насыпях.

10) При строительстве зимних технологических дорог в нулевых отметках следует преимущественно ограничиваться промораживанием поверхности грунта с последующим уплотнением снежного покрова до плотности не ниже $0,6 \text{ г/м}^3$.

Ширину проезжей части технологических дорог определяют проектом с учетом технико-экономического обоснования и местных условий (розы ветров, снегопереноса, рельефа местности, направления прокладки и поперечного профиля дороги), наличия строительных и дорожных машин, комплекса выполняемых снегозащитных мероприятий.

11) Сооружение зимних снеголедовых дорог в насыпи из снега производится в условиях повышенного снегопереноса (более $600 \text{ м}^3/\text{м}$). Крутизна откосов должна составлять 1:6.

12) На залесенных участках трассы при наличии лесопорубочных материалов необходимо сооружать зимние технологические дороги продленного срока эксплуатации с устройством теплоизолирующего слоя из лесопорубочных остатков (древесные опилки, щепы, ветки деревьев и тонкомерная древесина). Слой укладывают на замороженное естественное основание зимней дороги толщиной 0,15-0,20 м, затем производят отсыпку на этот слой снегольда или смеси снегольда с добавками мохового очеса,

					<i>Подготовительные работы</i>	<i>Лист</i>
						41
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

древесных опилок или щепы. Толщина снегольда или смеси снегольда с опилками должна быть не менее 0,3-0,4 м (при плотности не менее 0,7 г/см³ в верхних слоях и не менее 0,5 г/см³ в нижних слоях покрытия).

13) При строительстве и эксплуатации ледовых переправ через реки, ручьи, озера несущая способность льда определяется в соответствии с "Инструкцией по проектированию, строительству и содержанию зимних автомобильных дорог на снежном и ледяном покрове в условиях Сибири и северо-востока СССР" $\frac{ВСН\ 137 - 77}{\text{Минтрансстрой}}$.

При толщине льда меньше минимально допустимой усиление переправы проводится армированием или намораживанием. Толщина намороженного слоя льда не должна превышать 40% от толщины естественного слоя.

					<i>Подготовительные работы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

6. МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

1) Для обеспечения одновременного производства буровзрывных и сварочно-монтажных работ, подвоза грунта для устройства мягкого основания дна траншеи и выполнения работ по очистке траншеи от снега монтаж нитки трубопровода допускается на расстоянии 10-12 м от бровки траншеи, но в пределах полосы отвода.

2) Монтаж нитки трубопровода на снежных или грунтовых опорах должен осуществляться с обязательным применением страховочных опор, устанавливаемых под монтируемым стыком.

3) Монтаж ригелей и опорных элементов надземного трубопровода должен выполняться после оформления акта приемки свайных опор, которым подтверждается их соответствие проекту.

4) Монтаж надземных трубопроводов диаметром 530 мм и более разрешается производить из трехтрубных секций, свариваемых в базовых условиях. Надземные трубопроводы диаметром менее 530 мм из-за их повышенной гибкости следует монтировать из отдельных труб или двухтрубных секций.

5) В местах монтажа компенсаторов надземных трубопроводов необходимо оставлять технологические разрывы. Сварочные работы при монтаже компенсаторов должны выполняться с применением наружных центраторов.

6) Сварку замыкающих стыков следует производить при температуре окружающего воздуха, регламентированной в проектной документации.

Замыкающий шов запрещено выполнять на трубах с различной толщиной стенки, а также в составе компенсатора.

					<i>Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Осоргин О.В.			Монтажные работы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					43	154
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.2Б21		
<i>И.о. Зав. Каф.</i>		Бурков П.В.						

7) После завершения монтажа трубопровода на опорах выполняется подводка ригелей под трубопровод с заданным усилием, величина которого указывается в рабочих чертежах.

8) Монтаж трубопроводов диаметром до 89 мм (метанолопроводы, ингибиторопроводы и т.д.) осуществляют с одновременным протягиванием нитки трубопровода вдоль опор, после чего осуществляется укладка ее на опоры.

					<i>Монтажные работы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

7. ОЧИСТКА И ЗАЩИТА ПОЛОСТИ ТРУБ ОТ СНЕГА И НАЛЕДИ

1) Очистка полости труб от снега и наледи, как правило, должна производиться на трубосварочной базе до сварки одиночных труб в секции. Очистка может осуществляться либо механическим способом, либо с применением импульсного или теплового воздействия.

2) Полость секций труб после их сварки на трубосварочной базе защищается установкой инвентарных внутритрубных заглушек. Инвентарными внутритрубными заглушками защищаются также полости укрупненных трубных блоков и крановых узлов.

3) Секции труб вывозят на трассу с установленными внутритрубными заглушками. Снимают заглушки непосредственно перед установкой секций труб на штангу центратора или сварочной машины. Допускается вынимать заглушки перед вывозкой секций труб. В этом случае раскладку секций труб осуществляют встык с установкой между ними прокладки, обеспечивающих сохранность торцов, а также выполняют мероприятия, обеспечивающие защиту полости от снегозаноса.

4) После окончания сварочно-монтажных работ в свободный конец монтируемого трубопровода устанавливают инвентарную внутритрубную заглушку для предохранения от попадания снега в период между рабочими сменами.

5) Снятые на трассе при монтаже трубопровода заглушки собирают и вывозят на трубосварочную базу.

					<i>Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Осоргин О.В.</i>			<i>Очистка и защита полости труб от снега и наледи</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					45	154
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.2Б21		
<i>И.о. Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

8. ЗЕМЛЯНЫЕ РАБОТЫ

1) Земляные работы при строительстве магистральных и промышленных трубопроводов следует выполнять в соответствии с разд. 3 СНиП III-42-80 и настоящим разделом.

2) Предварительное рыхление грунта необходимо осуществлять одноковшовыми экскаваторами при разработке грунта под траншею в зимний период.

3) Предварительное рыхление грунта, как правило, должно осуществляться буровзрывным или щелевзрывным способом. При глубине разработки грунта менее 1,3 м и его прочности до 300 ударов по плотномеру ДорНИИ допускается механическое рыхление грунта бульдозерами-рыхлителями.

4) Определение наиболее целесообразных параметров взрыва для каждого конкретного условий рыхления многолетнемерзлого грунта осуществляется пробным взрыванием. Основные расчетные параметры взрыва для рыхления многолетнемерзлых грунтов, подлежащие уточнению опытным взрыванием, приведены в табл.1.

					<i>Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Осоргин О.В.</i>			Земляные работы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					46	154
<i>Консульт.</i>								
<i>И.о. Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>				ТПУ гр.2Б21		

5) Разработка траншей в зимний период землеройной техникой непрерывного действия осуществляется без предварительного рыхления грунта. Если разработка траншеи требуемого профиля за один проход невозможна, рекомендуется применять дифференцированный способ рытья роторными экскаваторами с различной шириной рабочих органов. При комплексной последовательной работе можно использовать либо различные марки роторных экскаваторов (например, ЭТР-204, ЭТР-223, а затем ЭТР-253А или ЭТР-254) либо экскаваторы одной модели, оснащенные рабочими органами разной величины (например, ЭТР-309). Для разработки мерзлых и других плотных грунтов ковши роторных экскаваторов должны быть оснащены зубьями, упрочненными износостойкими наплавками или армированы твердосплавными пластинами. При значительной глубине оттаивания (более 1 м) грунт можно разрабатывать двумя роторными экскаваторами. При этом первый экскаватор разрабатывает верхний слой талого грунта, а второй - слой мерзлого грунта, укладывая его за отвалом талого грунта. Для разработки водонасыщенного грунта можно использовать также одноковшовый экскаватор, оборудованный обратной лопатой

б) Присыпку уложенного трубопровода осуществляют в зависимости от конкретных условий либо привозным грунтом одноковшовым экскаватором в соответствии со СНиП III-42-80, либо грунтом отвала роторным экскаватором. При применении роторного экскаватора необходимо предварительно осуществить планировку отвала, а поток грунта с транспортера направлять на противоположную стенку траншеи, избегая прямого попадания грунта на уложенный трубопровод. Если защита изоляции трубопровода грунтом невозможна, то допускается при соответствующем обосновании применение других способов защиты (футеровка, нетканые синтетические и пенополимерные материалы) в соответствии с проектом.

					Земляные работы	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7) Для учета осадки грунта в период эксплуатации трубопровода засыпку траншеи в зимний период должны осуществлять с превышением над поверхностью строительной полосы не менее чем на 30% от глубины траншеи.

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

8) Размеры насыпи, а также крутизну ее откосов, определяют проектом.

Насыпи на многолетнемерзлых грунтах, как правило, должны устраиваться из привозного грунта, добываемого в карьерах. Запрещается брать грунт для насыпи на полосе строительства трубопровода. Карьер, из которого забирается грунт для устройства насыпи, следует устраивать по возможности в сыпучемерзлых грунтах, что обеспечивает круглогодичную эксплуатацию карьера.

9) Насыпи необходимо отсыпать горизонтальными слоями толщиной 0,1-0,2 м с последующим их уплотнением. Слои должны иметь выпуклую форму. Насыпку каждого слоя должны осуществлять на всю ширину сооружения. Во избежание образования внутри насыпи водяных линз и плоскостей скольжения выше лежащих слоев грунта по нижележащим не рекомендуется отсыпать насыпь различными по свойствам грунтами. Не допускается возводить и уплотнять насыпь из несвязных грунтов при интенсивном выпадении осадков.

10) Насыпь возводится в два этапа. Вначале грунт отсыпают до уровня нижней образующей трубы, затем после выполнения сварочных и изоляционных работ засыпают трубопровод и возводят насыпь до требуемых размеров.

Толщина слоя грунта над трубопроводом после его засыпки и уплотнения должна соответствовать требованиям проекта.

11) Работы по устройству призм и технические требования к их выполнению для надземной укладки трубопровода аналогичны возведению насыпей при его наземной укладке.

					<i>Земляные работы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

9. МАШИНЫ ДЛЯ РЫХЛЕНИЯ

По принципу действия машины для рыхления разделяют на статические, разрабатывающие грунт за счет использования тягового усилия базового тягача, и динамические, разрушающие грунт ударом или сколом. К этой группе относят также машины, разрушающие грунт отрывом и предназначенные для нарезания щелей в многолетнемерзлом грунте для уменьшения его прочности и обеспечения выемки с помощью одноковшовых экскаваторов.

Рыхлителем называют землеройную машину, состоящую из базовой машины и заднего рыхлительного оборудования и предназначенную для послойного рыхления прочных грунтов и пород. В многолетнемерзлых грунтах применяют только мощные гусеничные рыхлители, базовой машиной которых является гусеничный трактор, имеющий тяговое усилие более 300 кН.

10. БУРЕНИЕ СКВАЖИН И УСТАНОВКА СВАЙ

1). Буровые и свайные работы при строительстве трубопроводов в районах вечномерзлых грунтов выполняют в соответствии с проектом.

2) Технологические схемы бурения скважин и установки свай, необходимый состав машин определяют проектом производства работ в зависимости от гранулометрического состава вечномерзлых грунтов, температурного режима, наличия в них крупнообломочных включений, времени установки свай, а также конструкцией свайных опор.

Диаметр скважин и их глубину определяют на основе данных геологических изысканий и несущей способности грунтов.

3) Проходку скважин диаметром от 150 до 600 мм и глубиной до 12 м под установку свайных опор в вечномерзлых грунтах любой прочности и состава

					<i>Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Осоргин О.В.			Машины для рыхления	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					49	154
<i>Консульт.</i>								
<i>И.о. Зав. Каф.</i>		Бурков П.В.						
						ТПУ гр.2Б21		

производят машинами термомеханического бурения, в однородных пластичных многолетнемерзлых грунтах невысокой плотности (I и II категории) - машинами вращательного бурения, а также установками лидерного бурения.

4) Лидерное бурение применяют для образования скважин в пластично-мерзлых однородных грунтах, содержащих не более 30% крупнообломочных включений. Лидеры и сваи забивают в грунт с помощью серийно выпускаемых вибропогружателей, вибромолотов, дизель-молотов и др.

5) При установке свай в предварительно пробуренные скважины диаметр последних должен быть на 50 мм больше, чем диаметр свай.

При установке свай методом забивки в лидерные скважины диаметр последних должен быть на 50 мм меньше, чем диаметр свай.

6) Установку свай в скважины погружным способом производят трубоукладчиками, автокранами или буровыми машинами, оборудованным грузозахватными механизмами.

7) Продолжительность между бурением скважин и погружением в них свай в зимний период не должна превышать 3 ч.

					<i>Машины для рыхления</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

11. МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРОХОДКИ ШПУРОВ И СКВАЖИН

Эти машины предназначены для проходки скважин при устройстве свай и для бурения шпуров при буровзрывных работах.

Различают следующие механические способы проходки скважин в многолетнемерзлых грунтах: ударный, вращательный, термический и комбинированный (ударно-поворотный, ударно-вращательный, вращательно-ударный и термомеханический). Наиболее распространены в многолетнемерзлых грунтах ударно-поворотный и вращательный способы бурения.

При вращательном способе многолетнемерзлый грунт разрушается при действии осевого усилия на вращающийся резец. К недостаткам вращательного способа бурения относят повышенное изнашивание рабочего инструмента и необходимость приложения значительных осевых нагрузок для создания объемного разрушения, а не истирания грунта.

Ударно-вращательный и вращательно-ударный способ бурения скважин осуществляют прижатым к забою вращающим инструментом, по которому наносят удары. Лезвие инструмента внедряется в грунт под действием ударной нагрузки и разрушает его. В промежутках между ударами вследствие вращения инструмента процесс породоразрушения продолжается.

При установке свай в многолетнемерзлый грунт опускным способом применяют оттаивание грунтов паром, подаваемым через трубы, которые погружаются в многолетнемерзлый грунт под действием собственной массы по мере его оттаивания.

					<i>Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Осоргин О.В.			<i>Машины и оборудование для проходки шпуров и скважин</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					51	154
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.2Б21		
<i>И.о. Зав. Каф.</i>		Бурков П.В.						

Термическое разрушение грунтов происходит в результате одностороннего нагревания забоя скважины. При этом в грунте создаются механические напряжения, ведущие к разрушению поверхностного слоя. Для увеличения направляемого на грунт теплового потока скорость истечения струи газов должна быть максимальной, что достигается применением сопел Лавалья. Температура газового потока составляет 2000—2500 °С. При ударе о грунт струя газов теряет скорость и одновременно ее температура повышается до 2800—3000 °С. Передав часть теплоты грунту, измельченная грунтовая масса выносятся на поверхность по стволу скважины под действием избыточного давления отработанных газов.

Термомеханическое разрушение многолетнемерзлых грунтов основано на совместном действии термического и механического способов, чаще вращательного. В этом случае воздействие струи газов, выходящей из реактивного аппарата, на грунт кратковременно. При этом не происходит разрушение породы, а только некоторое изменение физико-механических свойств, которое способствует эффективной разработке, механическим способом.

12. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ БУРОВЗРЫВНЫХ РАБОТ

Одним из способов подготовки многолетнемерзлого грунта к выемке с помощью, бульдозера и экскаваторов является его предварительное рыхление за счет энергии взрывчатых веществ (ВВ). Буровзрывное разрушение многолетнемерзлых грунтов реализует энергию расширяющихся газов, выделяемых при сгорании взрывчатых веществ, уложенных в предварительно устроенные шпуровые скважины или щели. Основная часть массива многолетнемерзлого грунта разрушается взрывчатым веществом, а бурение предназначено для его укладки в грунт.

Основными технологическими операциями земляных работ буровзрывным способом являются: бурение, зарядка и взрывание взрывчатых веществ, выемка, погрузка и транспортирование разрыхленного грунта с площадки строительства. Буровзрывным способом (методами шпуровых и наружных (накладных) зарядов) также разрушают валуны и негабаритные включения.

Шпуром называют отверстие, имеющее длину до 5 м и диаметр до 75 мм, а скважиной — отверстие, имеющее большие диаметр и длину по сравнению со шпуром.

Технология буровзрывных работ заключается в устройстве в многолетнемерзлом грунте сети шпуров, скважин или щелей, укладке в них зарядов ВВ, заполнении пустот забоечным материалом и монтаже взрывной сети. Далее осуществляют процесс взрывания. Разрушается многолетнемерзлый грунт ударной (импульсной) волной. Дополнительное разрушение происходит вследствие поршневого действия продуктов детонации. Назначение забоечного материала, укладываемого сверху взрывчатого вещества, создать замкнутый объем для продуктов детонации, что на 10—20 % увеличивает объем

					<i>Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Осоргин О.В.			Оборудование для буровзрывных работ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					53	154
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.2Б21		
<i>И.о. Зав. Каф.</i>		Бурков П.В.						

взорванного грунта. Забойки бывают твердые (из песка и щебня) и жидкие в виде емкости с водой. Недостатками взрывного способа рыхления многолетнемерзлого грунта являются наличие опасной зоны ударной волны и разлета кусков, ограниченные возможности управления взрывом и низкий КПД.

Ранее совершенствование буровзрывного способа разработки многолетнемерзлого грунта ограничивалось получением оптимальных параметров взрыва (расхода ВВ, шага и глубины скважин и т. д.). В последнее время эти задачи сводятся к оптимизации процесса взрыва и увеличения его КПД (рис. 19). При буровзрывном способе применяют: 1) заряды ВВ с воздушными промежутками, что повышает равномерность дробления, до 10 раз снижает выход негабаритного материала, в 2 раза уменьшает размер среднего куска и до 10 % расход ВВ; 2) заряды ВВ с внутри-скважинным замедлением сверху или снизу с интервалом 15—40 и 5—20 мс; 3) парно сближенные заряды ВВ, обеспечивающие более равномерное распределение энергии в массиве (при расстоянии между зарядами в двух соседних скважинах, равном 3—5 диаметрам скважин). Известны способы взрывания с компенсирующими скважинами и щелями, встречного инициирования зарядов ВВ в водонаполненных оболочках, одновременного взрывания основного и запирающего зарядов и ряд других. Многолетнемерзлые грунты не имеют естественной трещиноватости, они более пластичны, чем скальные породы, поэтому рыхлятся труднее, а расход ВВ в них на 20—40 % больше.

Щелевзрывной способ рыхления многолетнемерзлых грунтов требует нарезания щелей в массиве с помощью щелерезных машин. В центральную более глубокую щель закладывают заряд ВВ, а две боковые щели являются компенсирующими. Щелевзрывной способ по сравнению с буровзрывным уменьшает себестоимость работ на 30 %, снижает расход ВВ на 15—20 %, упрощает операции забойки и монтажа взрывной сети. Однако баровые машины для нарезания щелей работают только в однородных и некрепких сезонно-

					Оборудование для буровзрывных работ	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

мерзлых грунтах, что препятствует распространению щелевзрывного способа рыхления на многолетнемерзлые грунты.

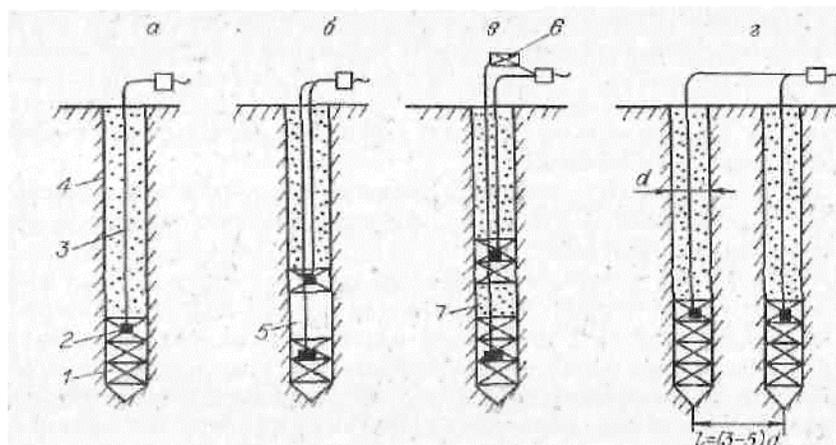


Рис. 19. Схема управления процессом взрыва зарядов ВВ: *а* — шпуровых, *б* — с воздушным промежутком, *в* — с внутрискважинным замедлением снизу, *г* — сближенных. 1 - заряд ВВ; 2 — детонатор; 3 — шнур; 4 — забойка; 5 — воздушный промежуток; б — замедлитель взрыва (пиротехническое реле); 7 - внутренняя забойка.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13. ПРЕДОХРАНЕНИЕ ГРУНТОВ ОТ ПРОМЕРЗАНИЯ

Для предохранения оттаявшего слоя грунта от промерзания в верхней части в зимний период используют термический и химический способы. Химический способ предохранения грунтов от промерзания называют засолением. С помощью этого способа можно снизить температуру замерзания грунтов благодаря увеличению концентрации порового раствора. Расчетная концентрация раствора определяется минимально необходимой температурой замерзания грунта (°С) в следующих пределах: -25 °С более 25-30 %; -15 °С — 20-30, -10 °С — 10-25, -5 °С до 15 %. Большие значения концентрации раствора назначают для грунтов с меньшей плотностью в сухом состоянии. По степени увеличения эффективности химические реагенты образуют ряд: нитрит натрия (NaNO_2), нитрит кальция $(\text{CaNO}_3)_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, нитрат натрия ($\text{NaNO}_2 + \text{NaNO}_3$), мочевино-кальциевая селитра $(\text{CaNO}_3)_2 \cdot \text{CO}(\text{NH}_2)_2 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$. Наибольшей эффективностью обладает нитрат кальция — мочевины $(\text{CaNO}_3)_2 \cdot 4\text{CO}(\text{NH}_2)_2$. В условиях Чукотки при использовании химического способа (расход соли 10—15 кг/м³) обеспечивается сохранение пластических свойств мелкодисперсных грунтов при глубине, равной 1 м. Эффективность предохранения глинистых грунтов от промерзания по сравнению с песчаными значительно ниже, так как коэффициент фильтрации глинистых грунтов мал. Соль растворяют в воде в подогреваемых баках, устанавливаемых в кузовах автомобилей и снабженных насосными установками. Расход раствора на 1 м² площади песчаных грунтов, зависящий от их влажности и температуры [Емельянов], составляет 10—60 кг/м³. Затраты на химическое засоление грунта составляют 0,2—0,4 руб/м³ при трудоемкости 0,3—0,4 чел-день/м³.

					Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Осоргин О.В.				Предохранение грунтов от промерзания	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.						56	154
Консульт.						ТПУ гр.2Б21		
И.о. Зав. Каф.	Бурков П.В.							

Термический способ предохранения оттаявшего грунта от промерзания заключается в создании на поверхности термоизоляционного слоя в виде пены. Пену, представляющую собой смесь воды, воздуха и поверхностно-активных веществ, изготавливают в специальных передвижных или самоходных установках. Получаемая пена перемещается пневмотранспортными средствами к месту укладки. Создана барботажная пеногенерирующая установка производительностью 10 м³/мин. Замерзшая пена имеет высокую пористость и удельную теплоемкость около 2,1 кДж/(кг·°С). Плотность пены при температуре —40 °С составляет 60—80 кг/м³, а теплопроводность около 0,12 Вт/(м·°С).

Эжекционная установка состоит из насосной и пеногенераторной установок и пеноукладчика, монтируемых на автомобиле. Пеноукладчик, двигаясь вдоль площадки строительства, за первый проход наносит слой пены небольшой толщины (1—2 см). Необходимое условие эффективной работы — замерзание этого слоя пены. Оно выполняется тогда, когда поверхность грунта имеет хотя бы незначительную отрицательную температуру. При последующих проходах слой наносимой пены резко увеличивают. Каждый слой последовательно замораживается.

Пеногенераторные установки ПГУ-I и ПГУ-II, нашедшие применение на Кольском полуострове, состоят из растворных баков, смесительного устройства, компрессора и пенопроводов, смонтированных на автомобильном прицепе. Пена транспортируется на расстояние до 40 м.

14. ОСНОВЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАШИН ДЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ В УСЛОВИЯХ СЕВЕРА

В разделе приведены результаты научного обобщения и исследований по основам рациональной технической эксплуатации основных видов машин для разработки многолетнемерзлых грунтов, включающие анализ условий эксплуатации; требования к стальным и смазочным материалам, топливам и техническим жидкостям, оборудованию и оснащению кабин; подготовка землеройных машин к зимней (температуры воздуха до $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$) и арктической эксплуатации и сведения об охране среды при производстве земляных работ в экологически уязвимых грунтах Севера

14.1. УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Природно-климатические условия территории многолетнемерзлых грунтов определяются в основном температурой воздуха и грунта, типом и состоянием грунта, скоростью ветра, влажностью воздуха, наличием полярных дней и ночей и другими факторами, объединенными нами в группы температурно-радиационных, влажностно-ветровых и геокриологических (мерзлотно-грунтовых) условий эксплуатации машин для земляных работ.

Определение состояния грунта в момент разработки (талое или многолетнемерзлое) и его разновидности осуществляют по карте распространения многолетнемерзлых грунтов по территории бывшего СССР (СНиП II-A 6-72) и картограмме механического состава покровных образований территории бывшего СССР Установлено, что наиболее распространены грунты типа

					<i>Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Осоргин О.В.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>					58	154
<i>Консульт.</i>					ТПУ гр.2Б21		
<i>И.о. Зав. Каф.</i>	<i>Бурков П.В.</i>						
					Основы технической эксплуатации машин для разработки грунта		

суглинков и глин: по территории бывшего СССР они составляют 53,1 % (без учета горных и ледниковых районов), по территории многолетнемерзлых грунтов — 77 %; по территории талых грунтов — 40,8 %. Распространение грунтов этого типа по строительно-климатическим зонам территории бывшего СССР следующее: I строительно-климатическая зона — 65,6 %, II и III строительно-климатические зоны — 39,5 %, IV строительно-климатическая зона - 21,6 %

В целом для территории многолетнемерзлых грунтов характерна пониженная температура окружающего воздуха и многолетнемерзлого грунта (до $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$); продолжительный период отрицательных температур воздуха (до 300 дней в году); положительная температура поверхностных слоев грунта и воздуха (до $40\text{ }^{\circ}\text{C}$) в короткий летний период и др.

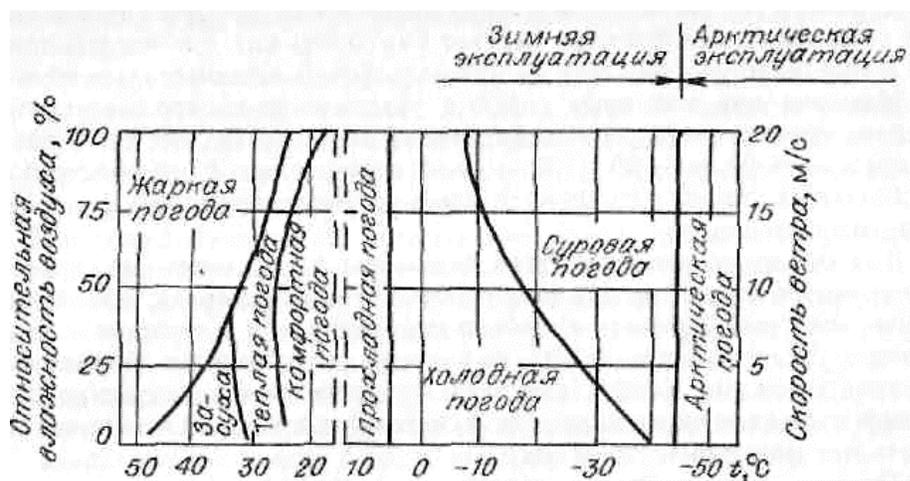


Рис.7 Климатические факторы, определяющие условия эксплуатации машин.

Эти климатические факторы следует учитывать как при изготовлении, так и при эксплуатации машин для разработки многолетнемерзлых грунтов.

Машины для земляных работ в условиях многолетнемерзлых грунтов должны обеспечивать работоспособность всех систем при температуре воздуха от +40 до —60 °С благодаря применению в их конструкции специальных сталей и сплавов, топлив, резинотехнических, смазочных и других материалов.

Для предпускового разогрева основного и пускового двигателей в конструкции машин предусматривают систему подогрева, обеспечивающую подготовку дизеля к работе под нагрузкой в течение 1 ч при температуре воздуха —60 °С и систему поддержания нормального теплового режима. Пуск двигателя осуществляют электростартером, ручной пуск является резервным. В системе охлаждения можно использовать как антифриз, так и воду.

Ходовая система должна обеспечивать эксплуатацию землеройной машины как на многолетнемерзлых грунтах и скальных породах, так и на сезонно-талых грунтах. Гусеницы машин следует оснащать грунтозацепами, а пневмоколеса — цепями противоскольжения.

Аккумулятор землеройной машины должен иметь повышенную емкость и автономную систему обогрева или дополнительно обогреваться от системы охлаждения, дизеля. Аккумулятор закрепляют в герметичном изолированном металлическом ящике, оборудованном отводным патрубком для удаления газов. Землеройную машину целесообразно оснащать генератором повышенной мощности, штепсельными розетками для внешнего источника тока и топливным баком повышенного объема, обеспечивающим непрерывную двухсменную работу дизеля.

Обогреватель кабины землеройной машины должен работать на том же топливе, что и двигатель. Лобовые стекла следует выполнять двойными. Угол обзора из кабины должен составлять 180°, а площадь очистки стекол стеклоочистителями — 60 % требуемого поля зрения [Строительные и дорожные машины].

Радиатор должен иметь утепляющий чехол, площадь открываемых карманов которого составляет не менее 30 % его поверхности.

					<i>Основы технической эксплуатации машин</i>	<i>Лист</i>
						60
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Машины для земляных работ, эксплуатируемые в условиях многолетнемерзлых грунтов, оснащают противотуманными фарами, усиленным звуковым сигналом и управляемым из кабины прожектором.

Территория многолетнемерзлых грунтов (рис. 8) представлена арктической зоной преимущественного распространения многолетнемерзлых грунтов твердомерзлого состояния и более южными зонами многолетнемерзлых грунтов пластично-мерзлого состояния. Арктическая зона имеет температуры воздуха до $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$, а более южные зоны до $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$. Такое распределение зон эксплуатации принципиально, так как затраты на арктическую эксплуатацию машин для земляных работ при температуре воздуха $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ — $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ в 1,5—2 раза выше аналогичных затрат при эксплуатации этих машин в зимних условиях при температуре до $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$. Этот фактор следует учитывать при использовании технических жидкостей, которые разделяют на зимние и арктические сорта.

14.2. ТРЕБОВАНИЯ К ТОПЛИВАМ И СМАЗКАМ

При эксплуатации землеройных машин на территории многолетнемерзлых грунтов используют дизельное топливо, бензин, различные масла и смазки.

Дизельное топливо — трудноиспаряющаяся горючая жидкость плотностью $0,78\text{—}0,86\text{ г/см}^3$, содержащая 87% углерода, 13 водорода и до 0,5 % серы, кислорода и азота. Основным показателем качества дизельных топлив является цетановое число, характеризующее способность самовоспламенения под давлением. Зимние сорта дизельных топлив должны иметь цетановое число не менее 50, что облегчает пуск. Однако дизельные топлива прямой перегонки имеют цетановое число, равное 43—48 поэтому в них вводят специальные присадки — изопропилнитрат до 1 %.

Дизельные топлива для дизелей разделяют на дизельное северное (ДО), зимнее (ДЗ) и дизельное арктическое (ДА), а для автомобильных дизелей — на зимнее (З), зимнее северное (ЗС) и арктическое (А). В маркировке топлив

					Основы технической эксплуатации машин	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

указывают также содержание серы: 0,2 или 0,5 %, например, ЗС—0,5. Дизельное топливо зимних сортов применяют при температуре—20 °С, топливо зимнего северного сорта при температуре не более —30 °С и топливо арктического сорта при температуре воздуха до —50 °С.

При арктической эксплуатации топливо мутнеет в результате кристаллизации парафиновых углеводородов и фильтры забиваются. Во избежание этого из топлива удаляют парафиновые углеводороды с помощью карбамида или введением депрессорных добавок. Температура застывания зимних сортов дизельного топлива составляет —35- -45 °С, а арктических —55 - —60 °С.

Бензин — это легковоспламеняющаяся жидкость плотностью 0,712—0,742 г/см³, содержащая около 85 % углерода, 15 % водорода и незначительное количество кислорода, азота и серы. Основной показатель качества бензинов — детонационная стойкость, оцениваемая октановым числом (ОК), определяемая по моторному или исследовательскому методам.

Бензин выпускают двух видов — зимний и летний. Бензин зимнего вида имеет облегченный фракционный состав. Бензины зимних видов применяют в северных и северо-восточных районах страны. Срок хранения бензина в топливных баках 4—8 мес, в бочках не более 1,5 лет, в заглубленных резервуарах до 4 лет.

Для облегчения пуска непрогретого двигателя и его быстрого прогрева должно выкипеть 10 % объема зимнего вида бензина при температуре до 50 °С и 50 % объема при температуре до 160 °С. Полное выкипание бензина зимнего вида должно быть обеспечено при температуре 185—195 °С. Давление насыщенных паров бензинов зимних видов изменяется в пределах 567—933 ГПа. Более высокое давление приводит к образованию паровых пробок, а более низкое затрудняет пуск двигателя. Содержание серы в бензинах должно быть не более 0,1—0,12 %. Механические примеси и вода должны отсутствовать.

					Основы технической эксплуатации машин	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Моторные масла. Назначение моторных масел — снижение износа деталей двигателя благодаря созданию на поверхностях трения устойчивой масляной пленки, уплотнение зазоров в цилиндропоршневой группе, удаление продуктов износа из зон трения, защита деталей от коррозии, облегчение пуска при низких температурах и отвод избытка теплоты. Моторные масла, имеющие плотность 0,89—0,91 г/см³, получают в основном в результате фракционной перегонки мазута.

Параметры моторных масел для двигателей землеройных машин, эксплуатируемых в условиях многолетнемерзлых грунтов, следующие: кинематическая вязкость при температуре 100°С в пределах 6—8 мм²/с, температура застывания — 50 - -55 °С, температура вспышки не менее 170 °С, динамическая вязкость при температуре —40 °С не более 22 Па с (для дизельных двигателей).

Моторные масла классифицируют на шесть групп А, Б, В, Г, Д и Е, а в пределах каждой группы на семь классов по кинематической вязкости 6, 8, 10, 12, 14, 16 и 20 мм²/с при 100 °С. Масла группы Б используют в малофорсированных дизелях, В — в среднефорсированных, Г — в высокофорсированных, Д — в высокофорсированных дизелях с турбонаддувом.

Например, М-6з/10В — универсальное загущенное моторное масло группы В, имеющее класс кинематической вязкости до введения загущающей присадки 6 мм²/с, а после введения присадки 10 мм²/с. Этот сорт масла применяют в безнаддувных дизелях ЯМЗ-236, ЯМЗ-238, ЯМЗ-240 и КамАЗ-740.

Т а б л и ц а 9. Низкотемпературные свойства трансмиссионных масел

Масла	Назначение	Вязкость				Температура застывания, °С
		кинематическая при	динамическая, (Па • с) при 0°С	температуре,		
ТСЗ-9	Механическая трансмиссия	9,0	0,43	8,6	250	—50
ТСЗп-9		11,9	0,53	8,0	250	—50
ТС-10-ОТП		10,0	2,5	120,0	500	—40
А	Гидротрансформаторы и автоматические коробки передач	6,5	0,28	4,0	162	—40
Р	Объемные гидропередачи и гидроусилитель рулевого управления	3,9	0,21	3,61	293	—45
АСЗп-6	Все системы автомобиля	6,0	0,31	6,2	55,0	—45

Для применения в районах с холодным климатом в первую очередь рекомендованы загущенные масла, имеющие класс вязкости $4_{3/6}$, $4_{3/8}$, $4_{3/10}$ и $6_{3/10}$. Эти марки масла обеспечивают прокачиваемость по маслопроводам, заправку без применения средств подогрева и прокручивание коленчатого вала двигателя от пусковых систем при температуре до -60 °С. Масла других марок можно применять только как исключение при наличии отапливаемых стоянок. Лучшие свойства по вязкости при пониженной температуре имеют загущенные масла. Незагущенные масла малопригодны к условиям зимней эксплуатации и непригодны к арктической эксплуатации.

Для применения в районах с холодным климатом рекомендованы [Милушкин, Черняйкин] моторные масла следующих групп:

Г₂ — для тракторных дизелей Д-160, Д-240Т, ЯМЗ-238НБ, СМД-60 и др. (повышенные требования к качеству масла); марки этих масел М-6₃/8Г₂, М-8Г₂; срок службы 240 ч;

В₂ — для тракторных дизелей Д-240, Д-180, Д-108 и др. (средние требования к качеству масла); марки этих масел М-6₃/10В₂ и М-4₃/8В₂, а срок службы до замены 480 ч;

Б₂ — для тракторных дизелей, имеющих малые требования к качеству масла; марки этих масел М-6₃/8Б₂ и М-6₃/10Б₂; срок их службы 240 ч.

При температуре воздуха 5 °С и выше в летний период на землеройных машинах разрешено применение масел летнего вида. При более низких температурах используют только масла зимних и всесезонных видов. Для облегчения пуска дизеля в арктических условиях применяют пусковые жидкости «Холод-40» и «Арктика». Добавление небольшого количества бензина снижает вязкость моторных масел.

Трансмиссионные масла. Трансмиссионные масла — это высоковязкие жидкости, имеющие плотность 900—935 г/см³. Эти масла предназначены для уменьшения изнашивания и потерь на трение в агрегатах трансмиссии. Кроме того, они могли быть использованы в качестве рабочей жидкости в гидропередачах, а также для защиты деталей от коррозии.

Трансмиссионные масла разделяют на масла общего назначения для смазывания всех передач (кроме гипоидных), гипоидные, универсальные и специальные масла, применяемые в гидромеханических трансмиссиях и системах гидроусилителя рулевого управления.

По области применения выделяют всесезонные масла с температурой использования до —35 °С и трансмиссионные масла для холодного климата.

					Основы технической эксплуатации машин	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Обозначение трансмиссионного масла для зимних условий в особо холодных районах, например ТС_з—9_{гип.}. Буква з означает, что масло с вязкой загущающей присадкой, а буквы гип означают, что оно предназначено для применения в гипоидных передачах. Специальные масла для гидромеханических передач маркируют буквой А, а масла для гидроусилителей буквой Р.

Трансмиссионные масла для холодного климата работоспособны при температуре до —50 °С, но в летний период их следует обязательно заменять, так как при температурах > 10 °С их вязкостные свойства резко уменьшаются. Основные свойства и назначение трансмиссионных масел [Топлива...], нашедших применение в районах с холодным климатом, приведены в табл. 16. Лучшими свойствами обладают масла ТСЗп-9 и ТС-10-ОТП.

Противоизносные и противозадирные свойства трансмиссионным маслам придают присадки ОТП, Хлорэф-40 и другие, содержащие серу и создающие прочные пленки на поверхностях деталей. Однако сера не должна содержаться в специальных маслах для гидромеханических передач и гидроусилителей рулевого управления.

Пластичные смазки. Они предназначены для смазывания открытых (не заключенных в герметические картеры) передач; их изготовляют путем смешивания жидких минеральных масел с твердыми загустителями. Пластичные смазки разделяют на антифрикционные, защитные и уплотнительные.

При эксплуатации землеройных машин в районах с холодным климатом используют более десяти видов пластичных смазок. Рассмотрим некоторые из них.

Солидол С (синтетический), УС-1 (жировой) — всесезонная смазка узлов трения через пресс-масленки в северных районах страны.

ЯНЗ-2 — тугоплавкая неводостойкая натриево-кальциевая смазка, применяемая при температурах до —30 °С, для смазывания подшипниковых узлов с водонепроницаемыми уплотнителями.

					Основы технической эксплуатации машин	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Литол-24 — всесезонная универсальная тугоплавкая водостойкая смазка, применяемая при температуре до $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$, для смазывания подшипников ступиц и рулевого управления, насосов, опор карданных валов и опор привода вентиляторов и других узлов трения, защищенных уплотнениями от проникновения влаги.

ЦИАТИМ-201 — всесезонная пластичная смазка для шарниров тяг, втулок валиков распределителя, замков и петель, тяг приводов и других узлов.

АМ-1 — натриевая среднеплавкая неводостойкая смазка для карданных валов, мостов и т. п.

УСсА — графитная водостойкая кальциевая смазка, содержащая Ю % графита. Предназначена для смазывания листов рессор, тросов привода тормозов, карданных валов и т. д. Стойкость смазки УСсА ограничена температурой $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$, поэтому при более низких температурах применяют смесь смазок УСсА, солидола С и 30 % графита.

ВТВ-1 волокнистый технический вазелин, предохраняющий от коррозии полюсные выводы аккумуляторов, упоры, ограничители и т. д. Для этих же целей применяют смазку ПВК (углеводородная защитная смазка).

Для зимней эксплуатации в основном применяют солидол С, консистентную ЯНЗ-2 и графитную УСсА смазки. Лучшими показателями низкотемпературных свойств для арктической эксплуатации обладает универсальная многоцелевая всесезонная смазка УНИОЛ-ЗМ, предназначенная для использования при температурах до $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ для всех узлов трения землеройных машин.

Технические жидкости. Их разделяют на пусковые (облегчающие пуск дизеля) и охлаждающие (незамерзающая система охлаждения дизеля), а также жидкости гидравлических и тормозных систем. Основные показатели качества технических жидкостей, предназначенных для эксплуатации в условиях Севера на землеройных машинах, следующие:

					Основы технической эксплуатации машин	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рабочие жидкости (масла)

Кинематическая вязкость, мм²/с:

при 50 °С не менее	10
при —40 °С не более	2300
Температура застывания (°С) не более	60

Тормозные жидкости

Токсичность не допускается

Кинематическая вязкость, мм²/с:

при 50 °С не менее	6—12
при 100 °С не менее	2,5
при —40 °С не более	1500

Температура, (°С):

застывания не выше	—60
начала кипения не ниже	170

Амортизационные жидкости

Кинематическая вязкость, мм²/с: Для гусеничных Для колесных

при 50 °С не менее	16	12
при —40 °С	—	6500
при —45 °С	6300	—
Температура застывания (°С) не выше	—60	—55

Жидкости для гидроусилителя рулевого управления

Кинематическая вязкость, мм²/с:

при 50 °С не менее	12—14
при —40 °С не более	1200
Температура застывания СО не выше	—55

Охлаждающие жидкости для двигателей должны иметь температуру застывания не ниже $-65\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Дизельный двигатель при использовании топлива и масел лучших марок пускают электростартером при температуре воздуха до $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$, а карбюраторный — при температуре не более $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$. Эффективной пусковой жидкостью является диэтиловый эфир. Однако при его использовании смывается смазка и наблюдается коррозия деталей дизеля. Специальные пусковые жидкости, созданные на основе эфира «Холод Д-40» и «Арктика», лишены этих недостатков. Их поставляют в герметичных алюминиевых ампулах аэрозольного типа. Применение пусковых жидкостей экономичнее по сравнению с использованием в машинах для земляных работ специальных подогревателей.

При повреждениях и авариях охлаждающая двигатель вода замерзает, в результате может произойти разрыв головки блока цилиндров и радиатора. Во избежание этого в зимнее время применяют специальные жидкости, имеющие низкую температуру замерзания — антифризы. Их изготавливают на основе смеси этиленгликоля, воды и добавок, уменьшающих коррозионную активность антифризов. Для зимней эксплуатации рекомендована жидкость тосол А-40 и незамерзающая жидкость марки 40, имеющие температуру начала замерзания $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$. Для арктической эксплуатации применяют тосол А-65 и незамерзающую жидкость марки 65. Тосолы А-40 и А-65 рекомендованы для круглогодичной эксплуатации, а незамерзающие жидкости только для зимнего периода.

Гидравлические жидкости смазывают движущиеся детали. При малой вязкости гидравлических жидкостей увеличиваются утечки через уплотнения, а при большой вязкости возрастает сопротивление взаимному перемещению деталей. К гидравлическим жидкостям можно отнести следующие специальные маловязкие масла и индустриальные масла средней и малой вязкости:

ВМГЗ — всесезонная гидравлическая жидкость, используемая при температуре до $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$ и кратковременно при температуре до $-80\text{ }^{\circ}\text{C}$;

					Основы технической эксплуатации машин	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

АМ Г-10 — специальное гидравлическое масло, применяемое при температуре ниже $-35\text{ }^{\circ}\text{C}$;

И-12А и АУ — соответственно индустриальное и веретенное масла, применяемые в зимнее время;

МГЕ-10А — масло гидравлическое, используемое при температуре до $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$;

АЖ-12Т — всесезонная амортизаторная жидкость и масло МГП-10, предназначенные для амортизаторов соответственно при температуре до -50 и $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Реже применяют маловязкие нефтяные масла, например, веретенное АУ, и смесь масел (турбинное 22 и трансформаторное), имеющую небольшую температуру застывания.

Тормозные жидкости «Нева» и «ГТЖ-22М» используют для заполнения систем гидравлических или гидропневматических тормозов и для гидравлического привода включения сцепления. Эти жидкости нейтральны к металлам и резине, обладают хорошими смазывающими свойствами и могут быть использованы при температуре до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Тормозные жидкости ядовиты, огнеопасны и требуют осторожного обращения.

Для стеклоочистителей применяют жидкость НИИСС-4 (две части жидкости и одна часть воды). Введение в ее состав воды обеспечивает незамерзание при температуре до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Для заправки свинцовых аккумуляторных батарей применяют электролит, представляющий раствор серной кислоты и дистиллированной воды. Температура замерзания электролита понижается с уменьшением его плотности и составляет: $-70\text{ }^{\circ}\text{C}$ при плотности $1,29\text{ г/см}^3$; $-58\text{ }^{\circ}\text{C}$ при плотности $1,27$ и $-36\text{ }^{\circ}\text{C}$ при плотности $1,23\text{ г/см}^3$. Электролит получают добавлением аккумуляторной серной кислоты к дистиллированной воде в следующих количественных отношениях в зависимости от температуры эксплуатации:

					Основы технической эксплуатации машин	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

0,29:0,71 при $t = -70$ °С; 0,268 : 0,732 при $t = -58$ °С и 0,225 : 0,775 при $t = -36$ °С.

В зимнее время разряженные аккумуляторы должны храниться в отапливаемом помещении.

К вспомогательным материалам относятся промывочные средства для удаления накипи, растворители и клеи.

14.3. ТРЕБОВАНИЯ К СТАЛЬНЫМ МАТЕРИАЛАМ

Для деталей машин, предназначенных для эксплуатации в районах с холодным климатом (ХЛ), применяют стали с гарантируемой ударной вязкостью при отрицательных температурах (табл. 6.4, 6.5). Низколегированные стали (в зависимости от механических свойств и химического состава) разделены на 15 категорий. Основной характеристикой металлических материалов является ударная вязкость до и после механического старения. Стали категории 6—9 имеют гарантированную ударную вязкость при температуре $-40 - -70$ °С. Стали категорий 12—15 дополнительно подвергают испытаниям на механическое старение.

Любая сталь обладает стойкостью против перехода в хрупкое состояние. Для ее определения испытывают образцы при разных температурах. Сталь, имеющая более низкую температуру перехода в хрупкое состояние, считается более качественной. На рис. 10 показана схема перехода хрупкого разрушения сталей в пластическое. Кривая 1 характеризует изменение хрупкой прочности, а кривая 2 — изменение предела текучести в зависимости от температуры. Выше пересечения кривых 1 и 2, в точке А, разрушение будет пластичным, ниже — хрупким. На этом рисунке показан также характер изменения ударной вязкости в зависимости от температуры. При понижении температуры наступает момент, когда ударная вязкость резко снижается. Температуру t_1 и t_2 называют

соответственно верхней и нижней критической температурой перехода стали в хрупкое состояние.

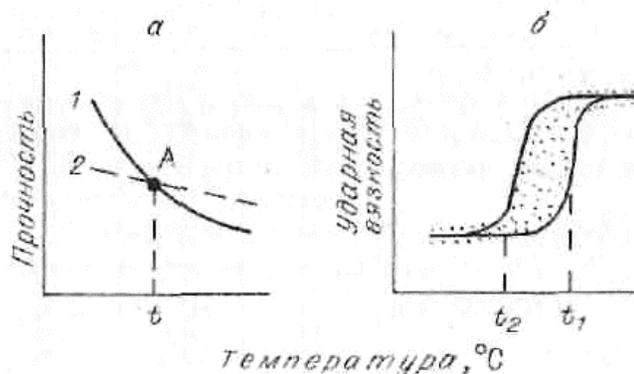


Рис. 10 Изменение прочности (а) и ударной вязкости (б) стальных материалов при понижении температуры.

Повышение хладостойкости конструкционных сталей достигается термоупрочнением (закалкой и отпуском). Низколегированные хладостойкие стали, применяемые для деталей машин,— 09Г2, 09Г2С, 09Г2СНД, 10Г2С1, 10Г2С1Д, 10ХСНД, 15ХСНД, легированные — 30ХМА и 40ХНМА, с карбонитридным упрочнением — 14ХГ2АФ, 16Г2АФ и др.

Для деталей (зубчатые колеса, звенья гусениц и т. д.), испытывающих ударные нагрузки, применяют закаленные стали Г13Л.

Для работы в условиях низких температур ($-60\text{ }^{\circ}\text{C}$) используют специальные резины ИРП, В и Г (ИРП-1321, ИРП-1346, В-14-1 и др.), применяемые в амортизаторах, уплотнениях, прокладках, манжетах тормозов и пальцев, работающих в масле.

В районах с холодным климатом рекомендованы полиамид П-68, пенопласт, полиэтилен, фторопласт-3 и -4 (для электроизоляции).

14.4. ОБОРУДОВАНИЕ КАБИНЫ ОПЕРАТОРА

К факторам, влияющим на работу оператора землеройных машин в условиях многолетнемерзлых грунтов, можно отнести длительность холодного периода года, когда средняя суточная температура воздуха ниже 0 °С; продолжительный период года с температурой воздуха ниже —40 °С; действие ветрового режима и влажности воздуха в зимнее время; повышенную прочность многолетнемерзлых грунтов; световой режим года, характеризующийся наличием "полярных дней и ночей; большие и частые суточные колебания температуры и др. В зимний период при скорости ветра 5—7 м/с ухудшается передвижение машин, а видимость из кабин сокращается до 2—3 м.

Кабины землеройных машин должны иметь сплошную теплоизоляцию по всей поверхности и герметизацию благодаря применению уплотнителей дверей из морозостойкой резины. Для утепления кабин применяют пенопласты. Потолок и стены покрывают пластиком, а пол — войлоком и линолеумом. Стекла кабины следует обдувать с внутренней стороны воздухом, нагретым до температуры 50—60 °С. Системы отопления и вентиляции кабины машин должны обеспечивать равномерное распределение теплового потока благодаря использованию нескольких отопителей.

К неблагоприятным производственным факторам, оказывающим влияние на операторов буровых станков и землеройных машин, относят плохую освещенность в зимнее время и уровень шума, особенно в кабинах мощных гусеничных рыхлителей и при ударном способе бурения и забивке лидеров молотами. Общий уровень шума при ударном бурении составляет не менее 110—120 дБ при нормативном не более 80 дБ.

					Основы технической эксплуатации машин	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

14.5. ПОДГОТОВКА МАШИН К ЭКСПЛУАТАЦИИ

При температуре воздуха $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ (зимняя эксплуатация) в условиях многолетнемерзлых грунтов пластично-мерзлого состояния перед эксплуатацией необходимо выполнить следующее: заменить моторные масла и топливо летнего вида на зимние, рабочую жидкость в гидросистеме на зимнюю, проверить работу регулируемых жалюзи (если они отсутствуют, то установить) на радиаторе охлаждения, установить устройства для облегчения пуска дизеля (при отсутствии пусковых жидкостей), осуществить герметизацию фар и салона, установить автоматическое отключение вентилятора системы охлаждения и утеплить аккумуляторные батареи

При температуре ниже $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ (арктическая эксплуатация) в условиях многолетнемерзлых грунтов твердомерзлого состояния перед эксплуатацией необходимо заменить моторные масла и топливо на арктические; теплоизолировать подкапотное пространство дизеля и радиатора, топливные и масляные емкости; проверить систему дополнительного подогрева кабины (если ее нет, то установить); осуществить подогрев топлива и воздухопроводов; установить управляемый из кабины прожектор и противотуманные фары; оснастить машину паяльной лампой, сухим спиртом, солнцезащитными очками и др. (рис. 26).

Неприспособленность землеройной техники к работе в суровых климатических условиях приводит к частым повреждениям. Коэффициент использования строительных машин в условиях многолетнемерзлых грунтов изменяется в пределах от 0,2 до 0,6. Устранение неисправностей при отрицательных температурах требует значительно больших затрат времени, чем при положительных. Фактический срок службы основных видов дорожно-строительной техники обычного исполнения при эксплуатации в районах с

					Основы технической эксплуатации машин	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

холодным климатом в 1,5—2 раза меньше нормативного, а межремонтный цикл в среднем в 2—6 раз [Строительные и дорожные машины...].

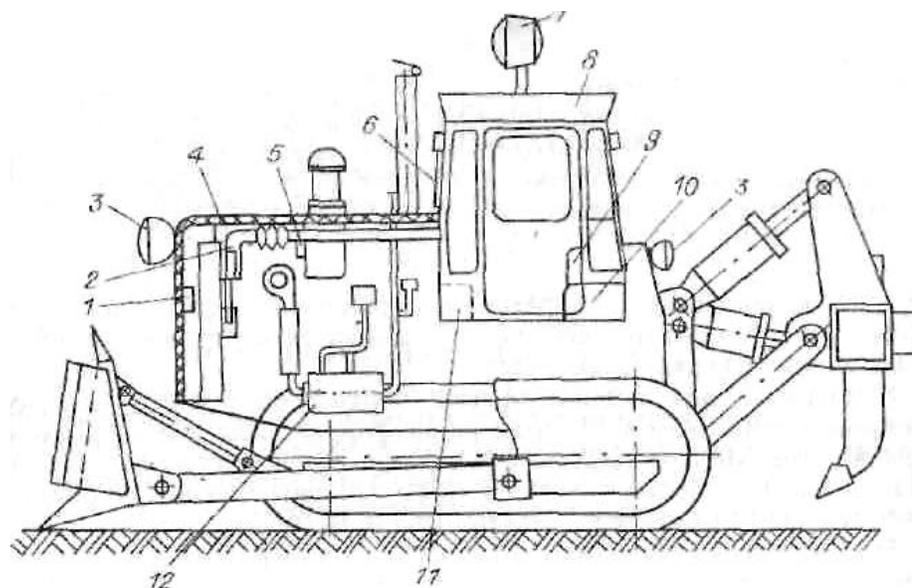


Рис. 26 Оборудование рыхлителя вечномерзлого грунта.

1— звуковой сигнал; 2 — подвод теплого воздуха от радиатора в кабину; 3 — противотуманные фары; 4— чехол двигателя; 5 — отвод теплого воздуха; 6 — обогреватель очиститель стекол; 7 — прожектор, управляемый из кабины; 8 — герметичная обогреваемая кабина; 9 — ЗИП; 10 — чехол аккумулятора; 11 — резервная система отопления и вентиляции; 12 — предпусковой обогреватель двигателя.

Воздействие низких температур на детали машин, смазочные, охлаждающие и горючие материалы, попадание льда и снега в механизмы, концентрация напряжений вследствие перегрузок и наличие скрытых дефектов в деталях машин — основные причины отказов. При низких температурах резко увеличивается интенсивность изнашивания деталей машин.

Основными повреждениями землеройных машин являются разрушение вращающихся элементов, а также деталей и металлоконструкций,

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

испытывающих значительные динамические нагрузки: наконечник, стойка, коронки, тяги, буры, стрелы, траки и т. д.

Безаварийная работа деталей машин для земляных работ может быть обеспечена, если критическая температура хрупкости их материала будет меньше наиболее низкой температуры окружающего воздуха в условиях эксплуатации. Для сталей должен быть определен некоторый термический запас хладостойкости:

$$\Delta t > t_k - t_o \quad (6)$$

где t_k — критическая температура хладостойкости металла; t_o — минимальная температура воздуха в условиях эксплуатации (наиболее холодная пятидневка года).

В зимнее время возникают трудности с пуском машин, их хранением и техническим обслуживанием. Увеличивающаяся вязкость моторных и трансмиссионных масел приводит к уменьшению мощности двигателя и повышенному расходу топлива в результате возрастания внутренних сопротивлений. Пуск двигателя затруднен, а часто невозможен без дополнительного подогрева. Снижение температуры жидкости в системе охлаждения двигателей внутреннего сгорания с 85 до 45 °С приводит к уменьшению эффективной мощности дизельного двигателя до 10 % и одновременному увеличению расхода топлива на 10—13 %. Поданным О. А. Бардышева, износ деталей в районах с холодным климатом по сравнению с износом деталей двигателя, работающего в нормальном тепловом режиме, увеличивается в 3—4 раза при понижении температуры охлаждающей жидкости до +55 °С и в 10—12 раз при понижении температуры охлаждающей жидкости до +40 °С.

Отказы электрооборудования возникают вследствие появления трещин в изоляции в результате повышенной влажности воздуха. В землеройных

					Основы технической эксплуатации машин	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

машинах и станках вращательного бурения в зимнее время в основном отказывают гидравлические системы. Наблюдается увеличение отказов пневматических систем управления землеройными машинами, так как образуется конденсат, который при замерзании создает ледяные пробки.

Показатели технических характеристик большинства землеройных машин промышленного исполнения при температуре воздуха $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ рекомендовано снижать на 20 %, а при температуре до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ на 40 % [Кох]. Работа этих машин при температуре воздуха $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже должна быть запрещена. Работа землеройных машин исполнения ХЛ разрешена при температуре воздуха до $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$. Работоспособность стальных канатов в зимнее время снижена на 30 %. Основой повышения надежности землеройных машин в условиях низких температур является совершенствование их конструкции благодаря использованию деталей, обладающих необходимым термическим запасом хладостойкости. Общий уровень надежности машин можно повысить благодаря уменьшению общего числа деталей, снижению динамических и инерционных нагрузок, применению хладостойких сталей, морозостойкой резины, изоляции и электрооборудования, использованию специальных пусковых устройств, устранению концентраторов напряжений, созданию обогрева отдельных узлов и др.

					<i>Основы технической эксплуатации машин</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		77

15. ИЗОЛЯЦИОННО-УКЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ

1) Требования к изоляции и укладке трубопровода в проектное положение определяется разд. 6 и 7 СНиП III-42-80, СНиП 2.05.06-85, ГОСТ 25812-83.

Вид, тип и конструкция противокоррозионного покрытия, а также применяемые изоляционные материалы, определяются проектом. Все заводские покрытия труб, нанесенные в соответствии с требованиями утвержденных в установленном порядке технических условий, соответствуют покрытиям усиленного типа.

2) В трассовых условиях в зимний строительный сезон должны выполняться работы по изоляции сварных неповоротных стыков и ремонту изоляционного покрытия трубопровода. Работы по изоляции трубных секций (при строительстве из неизолированных труб) и изоляции поворотных стыков (при строительстве из труб с заводской изоляцией) в основном необходимо выполнять в подготовительный (летний) период в базовых условиях.

3) Технология нанесения, контроля качества и ремонта изоляционных покрытий на трубы и трубопровод в базовых и трассовых условиях должна отвечать требованиям "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция" ВСН-008-88.

4) Изоляция неповоротных сварных стыков при использовании изолированных труб осуществляется на месте монтажа нитки трубопровода до начала укладочных работ. Изоляция трубопровода при применении неизолированных труб осуществляется после перекладки трубопровода от места монтажа на берму траншеи совмещенно с его укладкой в проектное положение.

5) Очистку траншеи от снега осуществляют, если есть в этом необходимость, перед перемещением смонтированной и изолированной нитки

					<i>Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Осоргин О.В.				Изоляционно-укладочные работы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Саруев А.Л.						78	154
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.2Б21		
<i>И.о. Зав. Каф.</i>	Бурков П.В.							

трубопровода от места монтажа на бровку траншеи. Очистку осуществляют технологическим модулем, состоящим из одноковшового экскаватора и бульдозера, перемещающихся вдоль траншеи в зоне между бровкой и смонтированным трубопроводом.

6) При подземной прокладке трубопровода в случае его монтажа в 10-12 м от оси траншеи укладку осуществляют в два приема: перемещением смонтированной и изолированной нитки трубопровода от места монтажа на бровку траншеи и укладкой трубопровода в проектное положение. Перемещение нитки трубопровода осуществляют захватками, длина которых равна сменному темпу потока.

Перемещение трубопровода колонной трубоукладчиков к бровке траншеи должно осуществляться только в зоне между технологическими разрывами. Перекладка и укладка в траншею непрерывной нитки трубопровода не допускается.

7) Укладку трубопровода осуществляют на подготовленное основание дна траншеи, исключающее повреждение изоляционного покрытия трубопровода. Подготовка дна траншеи обеспечивается отсыпкой и планировкой слоя грунта в соответствии со СНиП III-42-80.

8) При перемещении трубопровода от места монтажа на бровку траншеи и с бровки траншеи в проектное положение краны-трубоукладчики должны быть оснащены грузоподъемными механизмами и устройствами, исключающими повреждение изоляционного покрытия трубопровода.

					<i>Изоляционно-укладочные работы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

16. ЗАКРЕПЛЕНИЕ И БАЛЛАСТИРОВКА ТРУБОПРОВОДОВ

1) Конструктивные решения по закреплению и балластировке трубопроводов на вечной мерзлоте включают: балластировку трубопроводов железобетонными утяжелителями типа УБО и УБК; закрепление трубопроводов вмораживаемыми анкерами; балластировку грунтом с нанесением нетканых синтетических материалов и которые определяются проектом.

2) Балластировку трубопроводов железобетонными утяжелителями типа УБО и УБК должны осуществлять в соответствии с требованиями СНиП III-42-80.

3) Установка вмораживаемых анкеров может осуществляться опускным, буроопускным или комбинированным методами.

4) Установка анкерных устройств опускным методом осуществляют при любой конструкции вмораживаемых анкеров; при этом перед установкой анкерных устройств выполняют подготовительные работы по сборке анкера, подготовке паровой иглы к пропариванию, раскладке анкеров вдоль траншеи.

5) Установка анкерных устройств опускным методом в зависимости от их конструкции выполняют совмещенным или отдельным способами. Совмещенный способ заключается в одновременном погружении анкера и паровой иглы и применяется для анкеров стержневого типа. При отдельном способе сначала формируется скважина, а затем в нее опускается анкер. Отдельный способ применяется для анкеров дискового типа. Перед опуском многодисковых анкерных устройств все диски на анкере должны быть жестко закреплены.

6) При отдельном способе погружения анкеров для определения требуемого диаметра скважины перед началом работ по установке анкеров

					<i>Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Осоргин О.В.			Закрепление и балластировка трубопроводов	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					80	154
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.2Б21		
<i>И.о. Зав. Каф.</i>		Бурков П.В.						

опытным путем определяют скорость погружения паровой иглы в грунт.

7) Для формирования рабочей скважины паровую иглу с помощью грузоподъемного механизма устанавливают над отметкой установки анкера. Игла перемещается вертикально вниз, протаивая в грунте скважину.

8) Комбинированный способ предусматривает бурение лидерной скважины на неполную проектную глубину, последующее паропротаивание грунта до проектной глубины, затем погружение анкера и заполнение устья скважины буровым шламом. Бурение скважины выполняют на глубину не более 1 м.

9) Работы по бурению скважин выполняют буровыми машинами, перемещающимися по дну траншеи после выполнения работ по планировке и подсыпке дна траншеи. Допускается бурение скважин с бермы траншеи с помощью специального навесного оборудования к гидравлическим одноковшовым экскаваторам.

10) Установка вмораживаемых анкерных устройств опускным и комбинированным методами должна быть закончена не позднее чем за 10-15 дней до начала работ по испытанию трубопровода и не позднее чем за 1 мес до заполнения траншеи талыми водами.

11) Технология установки вмораживаемых анкеров буроопускным методом включает бурение скважин в основании дна траншеи, опуск анкеров в пробуренные скважины и заполнение скважины грунтовым раствором.

12) Буроопускной метод, применяется только для дисковых анкеров со скользящими верхними дисками. Установку анкеров осуществляют до укладки трубопровода в траншею.

13) Установку скользящих дисков осуществляют до полного заполнения скважины грунтом (песком).

14) При буроопускном способе обязателен пооперационный контроль качества производства работ по заполнению скважины грунтовым раствором.

					Закрепление и балластировка трубопроводов	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

15) Заполнение скважин грунтовым раствором осуществляют в 2 этапа: на 1-м этапе в скважину заливают воду в соответствии с табл. 5; на 2-м - в скважину засыпают песок. Правильность объема воды, залитой в скважину, проверяется наличием влажного песка на уровне устья скважины при ее полном заполнении.

Таблица 11

Диаметр скважины, м	Глубина скважины, м	Количество воды, м ³
0,15	2,0	0,015
	3,0	0,023
	4,0	0,031
	5,0	0,039
0,20	2,0	0,028
	3,0	0,042
	4,0	0,056
	5,0	0,070

16) Для заполнения скважин используют сухой или сыпуче-мерзлый песок, в котором допускается наличие твердых включений размером не более 5 мм.

17) После установки и вмерзания в грунт анкеров производят монтаж силовых поясов и изоляцию мест крепления.

Изоляцию силового пояса осуществляют изоляционной лентой, наматываемой в два слоя с нахлестом, составляющим 10% ширины ленты. Места соединения силового пояса с анкерами должны быть изолированы антикоррозионной пластичной композицией.

18) Конструктивные решения применения нетканых синтетических материалов (НСМ) для балластировки трубопроводов должны определяться проектом.

Размеры полотнищ НСМ для балластировки трубопровода определяются проектным поперечным профилем траншей и принятым конструктивным решением.

19) На участках закрепления НСМ, где скорость течения талых вод вдоль оси траншеи менее 0,2 м/с, закрепление трубопровода допускается без устройства вертикальных перегородок (перемычек). На остальных участках необходимость сооружения вертикальных перегородок (перемычек) определяют проектом с учетом конкретных инженерно-геологических условий.

20) Закрепление трубопроводов осуществляют в два этапа:

а) сварка, упаковка полотнищ НСМ в базовых условиях;

б) расстилка полотнищ НСМ на трассе и балластировка трубопровода грунтом.

21) Полотнища НСМ сваривают из обрезанных по требуемому размеру рулонированных НСМ. Сварку полотнищ НСМ осуществляют с помощью теплового воздействия на края свариваемых полос и их взаимного прижатия.

22) Упаковка подготовленных полотнищ НСМ должна предусматривать удобство их раскладки в трассовых условиях.

23) Балластировку трубопровода осуществляют, как правило, привозным грунтом, не содержащим твердых и мерзлых включений размером более 50 мм. Допускается балластировка трубопровода грунтом отвала.

					Закрепление и балластировка трубопроводов	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

24) Балластировка трубопровода грунтом с применением НСМ включает вывозку, разгрузку и раскладку упакованных полотнищ НСМ вдоль бровки траншеи; размотку и укладку в траншею полотнищ НСМ; формирование требуемого профиля полотнища НСМ в траншее; закрепление полотнищ НСМ по краям траншеи; отсыпку балластного грунта; перекрытие балластного грунта и замыкание полотнищ НСМ; формирование земляного валика.

25) Разгрузку и раскладку упакованных полотнищ НСМ осуществляют со стороны технологической дороги.

26) Размотку и укладку полотнищ НСМ в траншею осуществляют либо с отсыпаемых в траншее грунтовых перемычек, либо с устанавливаемых над траншеей переходных трапов. При механизированной размотке и укладке полотнищ НСМ устройство грунтовых перемычек или установка переходных трапов не требуется.

Соседние полотнища НСМ укладываются в траншею с взаимным перекрытием. При сварке полотнищ между собой их перекрытие должно быть не менее 20 см. При отсутствии сварки полотнищ их перекрытие должно быть не менее 50 см; в этом случае укладку полотнищ НСМ осуществляют навстречу направлению тока талых вод.

27) Формирование профиля полотнища НСМ для придания ему проектного положения целесообразно осуществлять с бермы траншеи краном-трубоукладчиком, оснащенным специальным приспособлением.

28) С целью предотвращения срыва НСМ в траншею при отсыпке балластного грунта края полотнищ закрепляют штырями, заглубляемыми в грунт.

29) Отсыпку балластного грунта в полость траншеи, ограниченную полотнищами НСМ, осуществляют одноковшовым экскаватором, перемещающим привозной грунт со стороны технологической дороги.

					<i>Закрепление и балластировка трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		84

Грунт отвала, используемый в качестве балласта, перед отсыпкой подвергается механическому рыхлению.

30) Перекрытие балластного грунта концами полотнищ НСМ осуществляют в соответствии с принятым конструктивным решением. Замыкание полотнищ НСМ по верху балластного грунта, как правило, осуществляют сваркой внахлест их свободных концов.

					Закрепление и балластировка трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

17. СООРУЖЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ С ПОПУТНЫМ ЭЛЕКТРОПОДОГРЕВОМ

1) Монтаж трубопровода с попутным электроподогревом должен осуществляться с использованием трубных модулей, представляющих собой двух- и трехтрубные секции с присоединенными к ним с помощью хомутов или сваркой секций трубы-спутника. Трубные модули должны иметь антикоррозионную и тепловую изоляцию. Трубные модули следует изготавливать на трубозаготовительной базе и доставлять в готовом виде к месту монтажа трубопровода.

2) Крепление секции трубы-спутника и секции транспортной трубы в зависимости от давления перекачиваемого продукта осуществляют сплошной приваркой односторонним швом, приваркой прерывистым двусторонним швом или хомутами на чистую поверхность трубы. Соединение обогревающей трубы с транспортной осуществляется сваркой при прокладке транспортного трубопровода с давлением перекачиваемого продукта до 1,0 МПа, если же давление выше указанного значения, то соединение этих труб должно осуществляться с помощью хомутов.

Для достижения максимальной соосности трубных модулей при монтаже их в трассовых условиях присоединение секции обогревающего трубопровода к секции транспортного трубопровода при любом способе соединения должно производиться на кондукторе, обеспечивающем параллельное и соосное расположение труб-спутников.

3) Монтаж системы электроподогрева необходимо выполнять протяжкой греющего кабеля внутри трубы-спутника и подключением его к источнику питания.

					<i>Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Осоргин О.В.			Сооружение трубопроводов с попутным электроподогревом	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					86	154
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.2Б21		
<i>И.о. Зав. Каф.</i>		Бурков П.В.						

4) Перед протяжкой греющего кабеля через обогревающую трубу следует проверить ее внутреннюю поверхность путем протяжки калибра диаметром 1,25 диаметра кабеля. Протяжку калибра должны производить в направлении протяжки кабеля. При наличии в обогревающей трубе задиров, наплывов и других помех протяжку калибра следует производить после их устранения.

5) Протяжку кабеля должны производить отдельно на каждой секции с сохранением петли между трубами. После протяжки кабеля на длину 100-150 м эти петли вытягивают, а кабель соединяют с последующим его отрезком.

После окончания протяжки кабеля через весь участок обогревающего трубопровода длиной 100-150 м стыки этой трубы должны быть закрыты специальными заглушками с покрытием их антикоррозионной и тепловой изоляцией.

6) Протяжку кабеля через П-образный и трапецеидальный компенсатор трубы-спутника следует осуществлять вручную, для чего труба-спутник на углах компенсатора должна иметь разрывы. При протяжке на углах компенсаторов оставляются петли кабеля. После полной протяжки через компенсатор угловые петли кабеля убираются путем их вытягивания. По окончании процесса протяжки кабеля угловые разрывы компенсаторов должны быть закрыты специальными муфтами, прикрепляемыми с помощью хомутов к транспортному трубопроводу, и покрыты антикоррозионной и тепловой изоляцией.

7) Испытание системы электроподогрева следует проводить после ее монтажа в два этапа. На первом этапе необходимо испытать работоспособность и электробезопасность самого нагревателя, а на втором - эффективность работы всей нагревательной системы. Нагреватель подлежит испытанию на нескольких режимах изменения тока от минимального значения до максимального. Время работы на каждом режиме определяют полной стабилизацией температуры трубопровода.

					Сооружение трубопроводов с попутным электроподогревом	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

18. ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ

1) Теплоизоляцию трубопровода осуществляют с применением теплогидроизолированных в заводских (базовых) условиях труб, трубных секций, узлов и деталей, предусмотренных проектом.

2) Заводское (базовое) теплогидроизолирующее покрытие труб, трубных секций, узлов и деталей должно отвечать требованиям проекта и обеспечивать выполнение сварочно-монтажных работ в трассовых условиях.

3) Допускается производство работ по тепловой изоляции трубопровода надземной прокладки с использованием промышленных полносборных и комплектных теплоизоляционных конструкций на основе минераловолокнистых теплоизоляционных материалов и изделий из пенопластов (скорлуп, цилиндров, полуцилиндров), выполненных в соответствии с проектом.

4) В трассовых условиях при отрицательных температурах окружающей среды теплоизоляция на основе пенополиуретана для трубопроводов подземной и надземной прокладки допускается только из элементов заводского или базового изготовления.

5) Теплоизоляция газопроводов диаметром более 720 мм может осуществляться в теплоизолируемых коридорах (траншеях), теплоизоляцию основания и стенок которых осуществляют непосредственно перед опуском трубопровода.

6) При теплоизоляции надземных промышленных трубопроводов с использованием теплогидроизолированных труб на основе пенополиуретана или пенополистирольных скорлуп с гидроизоляционно-защитным покрытием

					<i>Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Осоргин О.В.</i>				Теплоизоляционные работы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>						88	154
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.2Б21		
<i>И.о. Зав. Каф.</i>	<i>Бурков П.В.</i>							

из алюминиевой фольги или полиэтиленовых лент необходимо выполнять через каждые 24 м разделительные пояса шириной 0,5 м из несгораемых или трудносгораемых материалов (минерало-волокнистые материалы и изделия) с оокожушиванием металлическими листами (оцинкованная сталь, алюминиевый лист).

7) Заделка стыков теплоизолированных труб, трубных секций, узлов и деталей производится после сварки стыков и включает: нанесение антикоррозионной защиты, теплоизоляцию их сборными, индустриальными конструкциями (с использованием полуцилиндров или скорлуп из полиуретанового пенопласта или минераловатных изделий), последующее нанесение защитного покрытия и герметизацию швов.

8) Поверхность стыков после их сварки и положительного заключения о качестве сварных соединений перед нанесением противокоррозионного слоя должна быть очищена от шлака, грязи, пыли, продуктов коррозии до металлического блеска и высушена.

9) Нанесение изоляционного покрытия из слоя грунтовки в трассовых условиях на поверхность в зоне стыка разрешается производить при температуре окружающего воздуха не ниже -40°C . При температуре воздуха ниже $+3^{\circ}\text{C}$ изолируемую поверхность необходимо подогреть до температуры не ниже $+15^{\circ}\text{C}$, избегая загрязнения ее следами копоти, топлива и т.п.

Перед нанесением грунтовку необходимо тщательно перемешать до полного исчезновения возможного осадка. Для нанесения грунтовки рекомендуется применять окрасочные волосяные кисти или поролоновые валики; можно использовать способ распыления.

10) Для теплоизоляции зоны сварных стыков скорлупы или маты раскраивают по длине зоны таким образом, чтобы они плотно входили в пространство между имеющимся на трубах теплоизоляционным покрытием.

					<i>Теплоизоляционные работы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

Нанесенное в зоне стыка покрытие скрепляют бандажами из полимерной липкой ленты, после чего наносят гидроизоляционный слой.

11) Для гидроизоляции теплоизоляционного слоя применяют полимерную ленту. Ленту наносят в два слоя спиральной намоткой с 50%-ным нахлестом или "сигаретным" способом. Нахлест на слой заводской изоляции должен быть не менее 10 см.

12) По гидроизоляционному покрытию монтируют кожух из алюминия или оцинкованного железа толщиной 0,8 мм с замком в нижней части трубы. Допускается применение алюминиевой фольги, которую наносят спиральной намоткой с нахлестом 2-3 см.

13) Теплоизоляцию надземного трубопровода, смонтированного из нетеплоизолированных труб, осуществляют после его укладки в проектное положение на опоры. При этом поверхность трубопровода должна быть очищена и гидроизолирована слоем грунтовки толщиной 100-130 мкм и одним слоем липкой полимерной ленты. Гидроизолированный трубопровод теплоизолируют с помощью монтажа скорлуп, состоящих из слоя вспененного полиуретана и адгезированного на внешнем слое к нему в процессе формирования скорлупы фольгоизола.

Фольгоизол должен иметь выступающие за пенопласт кромки шириной до 10 см, которыми гидроизолируют продольный стык. Поперечные стыки гидроизолируют наносимой по слою грунтовки полимерной лентой методом "сигаретной" намотки в три слоя.

14) Теплоизоляцию трубопровода в местах расположения опор следует производить с применением типовых теплоизоляционных конструкций серии 7.903-2, разработанных ММСС СССР для теплоизоляции трубопроводов с положительными и отрицательными температурами.

15) При производстве теплоизоляционных работ необходимо соблюдать требования по технике безопасности, установленные нормативными

					<i>Теплоизоляционные работы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		90

документами на применение и производство работ с использованием указанных материалов, а также общие требования, изложенные в СНиП 3.04.01-87 "Изоляционные и отделочные покрытия".

16) Отходы производства пенополиуретановых изделий (полуцилиндров, скорлуп и покрытий трубопроводов) следует зарывать в специально отведенных местах на глубину 2 м (не менее). Сжигание отходов пенополиуретановых изделий допускается только в печах, оборудованных устройством улавливания вредных газов, образующихся при горении CO, CH₄, HCl и др.

					<i>Теплоизоляционные работы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		91

19. ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА

1) Электрохимическую защиту трубопроводов осуществляют в соответствии с проектом.

Сооружение анодных заземлителей на мерзлых грунтах

2) При расположении нижней границы вечной мерзлоты не глубже 10 м применяются свайные анодные заземлители, соединение которых в единую электрическую цепь осуществляют воздушной линией электропередачи; при расположении нижней границы вечной мерзлоты ниже 200 м выполняют таликовое глубинное анодное заземление с применением солевой обработки мерзлых грунтов и растепления.

Во всех остальных случаях применяют обычные глубинные заземлители, и технология их монтажа должна отвечать требованиям ВСН 009-88.

3) После окончания монтажа анодного заземления проверяющего сопротивление, величина которого предусматривается проектом.

При талых грунтах на поверхности земли сопротивление заземления необходимо измерять по трехэлектродной схеме. Если грунты на поверхности земли мерзлые, сопротивление заземлителей оценивают по данным измерений сопротивления цепи "заземлитель-трубопровод" или цепи "заземлитель-заземлитель".

4) Протяженные проекторы можно укладывать в одну траншею с трубопроводом с помощью специального устройства, оборудованного стойками для барабана с намотанным на него протектором и направляющей кассетой. Барабан с протектором допускается подвешивать к крюку трубоукладчика. Протектор укладывают после спуска трубопровода в траншею.

					<i>Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Осоргин О.В.</i>				Электрохимическая защита	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>						92	154
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.2Б21		
<i>И.о. Зав. Каф.</i>	<i>Бурков П.В.</i>							

Засыпку уложенного протектора производят грунтом, не содержащим крупных и мерзлых включений размером более 50 мм.

5) Протектор подсоединяют к трубопроводу через контрольно-измерительные пункты, с помощью которых проверяют качество монтажа и эффективность защиты от коррозии, путем измерения электродного потенциала протектора, сопротивления цепи "протектор-трубопровод" и разность потенциалов "протектор-трубопровод". Измерения выполняют не менее, чем через две недели после засыпки трубопровода.

6) При строительстве многониточной системы трубопроводов средства защиты на первых нитках вводятся по пусковому комплексу, обеспечивающему электрохимическую защиту до ввода средств защиты очередной нитки. Пусковой комплекс должен включать установки катодной защиты, сооружаемые в пределах до 10 км от компрессорных или насосных станций и автономные средства защиты между этими установками.

7) Электрохимическую защиту очередных ниток трубопроводов допускается осуществлять с помощью поляризованных электрических переключателей в точках дренажа ранее установленных средств защиты.

					Электрохимическая защита	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

20. СООРУЖЕНИЕ ЛИНИЙ СВЯЗИ И ЛЭП

1) Технологическая связь на магистральных трубопроводах обеспечивается в соответствии с проектом. Целесообразность строительства кабельных линий связи (КЛС) должна быть в каждом случае обоснована технико-экономическим расчетом.

2) В комплекс радиорелейной линии (РРЛ) технологической связи трубопровода входят следующие сооружения:

подъездные дороги к площадкам РРЛ;

площадки РРЛ;

антенно-мачтовые сооружения;

помещение для аппаратуры РРЛ;

аппаратура РРЛ;

источники электропитания;

система УКВ радиосвязи.

3) Подъездные дороги к площадкам РРЛ должны обеспечивать проезд к ним строительной техники, а в дальнейшем - использоваться для эксплуатации.

4) Строительство подъездных дорог должно быть экономически обосновано в сравнении с другими видами транспортировки (аэросани, вертолет и т.д.) оборудования.

5) Площадки РРЛ располагаются вдоль трубопровода в соответствии с проектом. Размер площадок РРЛ определяют в основном высотой антенно-мачтовых сооружений. Планировку площади производят подсыпкой насыпного грунта.

6) Центральным и анкерным фундаментом для антенно-мачтовых

					<i>Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Осоргин О.В.			Сооружение линий связи и ЛЭП	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					94	154
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.2Б21		
<i>И.о. Зав. Каф.</i>		Бурков П.В.						

сооружений и аппаратуры радиорелейной линии связи является стальной свайный фундамент с ростверком.

7) Установку свай осуществляют в соответствии с требованиями разд.7 настоящих ВСН.

8) Нагружать буроопускные сваи допускается только после их окончательного вмерзания в грунты основания.

9) Для уменьшения пучинистого воздействия грунта на сваи последние в зоне деятельного слоя обрабатываются специальной смазкой (пушечным маслом).

10) Для повышения долговечности свай следует предусматривать противокоррозионные мероприятия.

11) Сборку мачты выполняют на площадке РРЛ в соответствии с "Инструкцией по монтажу сооружений и устройств связи, радиовещания и телевидения".

12) Сборку секций мачты и поворотной рамы для крепления антенн производят в соответствии с чертежами, поставляемыми с каждой партией мачт.

13) Антенны до закрепления на поворотной раме должны быть предварительно проверены пробником и сориентированы по азимуту в соответствии с проектом. Подъем мачты РРЛ осуществляют способом падающей стрелы.

14) Для бесперебойной работы РРЛ должна быть создана система гарантированного электропитания.

15) Установку опор (свай) для ЛЭП осуществляют буроопускным способом.

16) После установки опоры (свай) на проектную отметку по глубине проверяют ее расположение в плане по вертикали, после чего опору (сваю) расклинивают в устье скважины деревянными клиньями в проектном положении.

					Сооружение линий связи и ЛЭП	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

21. ТЕХНИЧЕСКОЕ ПРЕДЛОЖЕНИЕ ПО ПОДЗЕМНОЙ БЕЗКОПОЧНОЙ ПРОКЛАДКЕ ТРУБОПРОВОДОВ В МЕРЗЛОМ ГРУНТЕ С УПРАВЛЯЕМЫМ ОКОЛОТРУБНЫМ ОСНОВАНИЕМ.

И.З. Гольдфельд — начальник отдела ФГУП Фундаментпроект

В сложных климатических и грунтовых условиях Севера распространена эстакадная прокладка трубопроводов. Она считается надежнее для текущей профилактики трубопровода, экологически безопаснее для местности и дешевле по стоимости строительных работ.

В Фундаментпроекте предложена более эффективная технология - подземная безкопачная прокладка трубопроводов в мерзлом грунте с управляемым околотрубным основанием. Суть технологии - в разрезке околотрубной зоны грунта по трассе на отдельные блоки такой формы и размера, которые обеспечивают раздвижку блоков погружаемым на проектную отметку трубопроводом и самозакрытие пазух траншеи под собственным весом блоков. Одновременно с монтажом трубопровода укладывают дренаж и продухи, которые регулируют водоток и температуру околотрубной зоны грунта в зависимости от вида и режима подачи продукта по трубопроводу и сезонных условий.

Мерзлый (скальный) грунт разрезается на блоки баровой машиной или установкой с тросовой пилой, затем на поверхности вдоль трассы раскладывают анкеры, к которым крепят уже сваренный и изолированный трубопровод. Внутри трубопровода лебедкой с тросом (или воздухом) перемещают гибкую балластировочную плеть. С помощью анкеров и/или веса плети грунтовые блоки раздвигаются, перемещаясь вверх, а сам трубопровод с анкерами

					<i>Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Осоргин О.В.</i>				<i>Техническое предложение по подземной безкопачной прокладке</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>						96	154
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.2Б21		
<i>И.о. Зав. Каф.</i>	<i>Бурков П.В.</i>							

опускается на проектную отметку. Анкеры удерживают трубопровод от всплытия в случае подтопления трассы грунтовыми водами.

Соотношение стоимостей прокладки эстакадного, типового подземного и нового вариантов составило 8,7: 2,2: 1. Проведены испытания отдельных этапов работ и конструкций, требуется инвестор или заказчик для освоения технологии.

Новая технология исключает копку, бурение, взрывные работы, выборку и обратную засыпку грунта траншеи, уменьшает сезонную зависимость прокладки и набор требуемых механизмов, повышает надежность эксплуатации трубопровода, экологическую и антитеррористическую безопасность. С небольшими модификациями технология применима к скальным, среднепрочным и слабым грунтам, а также к подводным переходам.

					Техническое предложение по подземной безкопчной прокладке	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

22. МЕТОДИКА РАСЧЕТА НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ПРОЧНОСТЬ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ В ЗИМНИХ УСЛОВИЯХ

Магистральные трубопроводы – единый производственно-технологический комплекс трубопроводов с подземными, подводными, наземными и надземными сооружениями, предназначенные для транспортировки продукции от пунктов сдачи ее грузополучателям, технологического хранения или перевалки на другой вид транспорта.

Надежность работы обеспечивается соблюдением рекомендаций нормативных документов при проектировании и эксплуатации трубопроводов.

Эффективность работы зависит от технического состояния объектов и оборудования и рациональности их использования. Фактические условия работы трубопроводов отличаются от проектных. Поэтому в ходе данной работы необходимо оценить реальные условия эксплуатации трубопроводов и провести прочностный расчет для исходных данных.

Методика расчета нефтепродуктопроводов на прочность при капитальном ремонте в зимних условиях

1. Методика расчета нефтепродуктопроводов на прочность во время ремонтных работ.

Максимальные продольные напряжения согласно СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы, должны удовлетворять следующему требованию

$$|\sigma_{пр}| \leq \psi_4 \times R_2, \quad (1)$$

где:

$\sigma_{пр}$ - максимальные продольные напряжения, Па, определяются по формуле (5);

ψ_4 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{пр} > 0$), принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{пр} < 0$), определяемый по формуле:

					Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Осоргин О.В.				Методика расчета нефтепродуктов на прочность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.					98	154	
Консульт.						ТПУ гр.2Б21		
И.о. Зав. Каф.	Бурков П.В.							

$$\psi_4 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_K}{R_2} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_K}{R_2}; \quad (2)$$

где:

R_2 - расчетное сопротивление растяжению (сжатию), Па, для эксплуатируемых трубопроводов определяется по формуле:

$$R_2 = \frac{R_2^H \times m}{K_2 \times K_H} \times \frac{K_Y}{C_D}; \quad (3)$$

σ_K - кольцевые напряжения от внутреннего давления, Па, определяемые по формуле:

$$\sigma_K = \frac{n \times P \times D_{BH}}{2\delta}; \quad (4)$$

R_2^H - минимальное значение предела текучести, Па;

m - коэффициент условий работы нефтепродуктопровода;

K_2 - коэффициент надежности по материалу;

K_H - коэффициент надежности по назначению трубопровода;

K_Y - коэффициент упрочнения, выбираемый из табл. П.1;

C_D - коэффициент деформационного старения, выбираемый из табл. П.1;

n - коэффициент надежности по нагрузке;

P - рабочее давление, Па;

D_{BH} - внутренний диаметр трубы, м;

δ - номинальная толщина стенки трубы, м.

Максимальные продольные напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{пр} = \pm \sigma_{и} + \mu_2 \sigma_K + \sigma_T \pm \sigma_{р}; \quad (5)$$

где:

$\sigma_{и}$ - напряжения изгиба во время ремонтных работ от подъема трубопровода, Па, определяются по формуле:

$$\sigma_{и} = 9,81 \times 105 \times \varphi_{п} \times C \times \sqrt{h_1}, \quad (6)$$

σ_T - продольные напряжения от температурного воздействия, Па, определяемые по формуле:

$$\sigma_T = - \Delta t \times \alpha E \quad (7)$$

$\sigma_{р}$ - напряжения от упругого изгиба нефтепродуктопровода в вертикальной плоскости, Па, определяются по формуле (8);

$\varphi_{п}$ - коэффициент, выбираемый в зависимости от числа трубоукладчиков, участвующих в подъеме нефтепродуктопровода (табл. П.2);

C - комплекс, зависящий от геометрических и прочностных характеристик трубы, выбираемый из табл. П.3;

h_1 - высота подъема крайними трубоукладчиками, см;

					Методика расчета нефтепродуктов на прочность	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Δt - разница температур трубопровода в момент ремонта и при укладке в момент строительства, °С;

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

E - модуль упругости, Па.

Напряжения от упругого изгиба нефтепродуктопровода в вертикальной плоскости определяются по формуле:

$$\sigma_p = \frac{E \times D_n}{2\rho}, \text{ Па} \quad (8)$$

где:

D_n - наружный диаметр трубы, м;

ρ - радиус упругого изгиба оси трубопровода, м.

Таблица П.1

Значения коэффициентов упрочнения (KY) и деформационного старения (CD) для трубной стали 17ГС

Время эксплуатации, лет	Исходное состояние	12	16	19	29	31
KY	1,0	1,0	1,01	1,02	1,03	1,04
CD	1,0	1,08	1,14	1,23	1,29	1,35

Для большего срока эксплуатации трубопровода коэффициенты и определяются экстраполяцией.

2. Методика расчета на устойчивость вскрытого нефтепродуктопровода.

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в прочности наименьшей жесткости системы следует производить из условия

$$S \leq m \times N_{кр}, \quad (9)$$

где:

S - эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, Н, определяемое по формуле:

$$S = [(0,5 - \mu) \times \sigma_k + \alpha E \Delta t] \times F, \quad (10)$$

$N_{кр}$ - продольное критическое усилие, Н, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода, определяется по формуле:

$$N_{кр} = 4,09 \times \sqrt[11]{\rho_{тр}^2 \times g^4 \times F^2 \times E^5 \times I^3}; \quad (11)$$

F - площадь поперечного сечения трубы, м²;

$\rho_{тр}$ - сопротивление грунта продольным перемещениям трубопровода, Н/м, определяется по формуле:

$$\rho_{тр} = g \times \text{tg } \varphi; \quad (12)$$

					Методика расчета нефтепродуктов на прочность	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

g - сопротивление поперечным перемещениям трубопровода, Н/м, определяется по формуле:

$$g = 0,95 \times (g_{тр} + g_{пр} + g_m); \quad (13)$$

$g_{тр}$ - распределенная нагрузка от собственного веса трубы, Н/м;

$g_{пр}$ - распределенная нагрузка от веса продукта, Н/м;

g_m - распределенная нагрузка от веса очистной и изоляционной машин и сушильной установки;

φ - угол внутреннего трения грунта, выбираемый из табл. П.4;

I - осевой момент инерции трубы, м⁴;

σ_k, E - то же, что в формулах (2), (7).

3. Определение основных технологических параметров ремонтной колонны

Расстояние между трубоукладчиками определяется из соотношения:

$$l = m_1 \times L, \text{ м}; \quad (14)$$

где:

L - длина приподнятого участка трубопровода, м, определяется по формуле;

$$L = \eta \times A \times \sqrt[4]{h_1}; \quad (15)$$

m_1, η - коэффициенты, выбираемые из табл. П.2 в зависимости от количества трубоукладчиков, участвующих в подъеме нефтепродуктопровода;

A - комплекс, зависящий от геометрических и прочностных характеристик трубы, выбирается из табл. П.3;

h_1 - то же, что и в формуле (6).

Усилия на крюках трубоукладчиков определяются из соотношения:

$$P = f \times B \times \sqrt{h_1}, \text{ м} \quad (16)$$

где:

f - коэффициент усилия, выбирается из табл. П.2;

B - комплекс, зависящий от геометрических и прочностных характеристик трубы, выбирается из табл. П.3.

Напряжения в ремонтируемом нефтепродуктопроводе от подъема трубоукладчиками определяется по формуле (6).

Высота подъема средними трубоукладчиками определяется из табл. П.5.

Таблица П.2

Значения коэффициентов η, m_1, f, φ_n

Число трубоукладчиков, участвующих в подъеме нефтепродуктопровода	η	m_1	Коэффициент усилия для трубоукладчиков, f		Значения φ_n при определении напряжений изгиба	
			крайних	средних	в крайних пролетах	в сечениях нахождения троллея
3	8,009	0,19	2,231	1,522	0,512	0,568
4	8,845	0,15	2,071	1,327	0,525	0,465
5	10,003	0,13	2,017	1,300	0,534	0,400

Таблица П.3

Расчетные значения А, В и С для нефтепродуктопроводов

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	А	В	С
219	8	300,47	228,357	255,080
	9	304,02	244,432	243,378
	10	307,15	360,156	244,371
	11	309,14	276,662	240,607
273	8	326,89	351,734	268,648
	9	322,15	372,672	260,040
	10	335,92	396,050	254,375
	11	339,29	418,207	249,258
325	8	349,74	491,385	279,446
	9	355,02	523,295	270,815
	10	359,65	553,861	263,840
	11	363,74	583,439	258,182
377	8	368,93	658,171	290,108
	9	375,22	699,03	279,629
	10	380,51	738,570	573,166
	11	385,14	777,598	266,915
720	9	468,97	2582,149	343,722
	10	477,36	2705,520	331,723
	11	485,04	2823,418	321,316
	12	491,87	2940,891	312,499
	13	498,48	3048,205	304,256
	14	504,25	3159,631	297,305

Таблица П.4.

Значения угла внутреннего трения φ (в градусах) для грунтов

Вид грунта	Коэффициент пористости			
	0,45	0,55	0,65	0,75
Песок средней крупности	36	32	31	
Песок мелкий	32	31	29	26
Супесь	27	26	25	19
Суглинок	21	20	19	18
Глина	-	-	16	11

Таблица П.5

Соотношение высот подъема трубоукладчиками

Количество трубоукладчиков, участвующих в подъеме нефтепродуктопровода	h_2	h_3	h_4

	h_1	h_1	h_1
2	1,0	-	-

Количество трубоукладчиков, участвующих в подъеме нефтепродуктопровода	h_2 ... h_1	h_3 ... h_1	h_4 ... h_1
3	1,434	1	-
4	1,564	1,564	1

Расчет нефтепродуктопровода на прочность при капитальном ремонте в зимних условиях

1. Исходные данные

Нефтепродуктопровод поднимается тремя трубоукладчиками, труба 0,630 × 0,009 м, материал 17ГС. Предполагается построить из труб Выксунского металлургического завода по ТУ 14 - 3-1573-99.

$\sigma_T = 360$ МПа - предел текучести;

$P = 2,5$ МПа - рабочее давление;

$E = 206000$ МПа - модуль упругости стали;

$t_T = -10$ °С - температура трубопровода в момент ремонта;

$t_y = -20$ °С - температура трубопровода при укладке в момент строительства;

$D_{вн} = 0,612$ м - внутренний диаметр трубы;

m_1 - коэффициент условий работы нефтепродуктопровода, $m_1 = 0,9$;

n - коэффициент перегрузки, $n = 1,1$;

K_2 - коэффициент надежности по материалу, $K_2 = 1,15$;

K_H - коэффициент надежности по назначению трубопровода, $K_H = 1,00$;

$F = 147 \times 10^{-4}$, м² - площадь сечения трубы;

$J = 4,97 \times 10$ м - осевой момент инерции;

$\alpha = 0,000012$ град⁻¹;

$g_0 = 1150$ Н/м - распределенная нагрузка от веса трубы;

Срок эксплуатации - 29 лет.

$K_y = 1,03$; $C_D = 1,29$.

Грунт - суглинок, $\alpha = 20^\circ$;

Нефтепродуктопровод прямолинейный в вертикальной плоскости,

$\rho = \infty$

$h_1 = 0,5$ м - высота подъема первым трубоукладчиком;

$P_{ом}$ - вес очистной машины $P_{ом} = 21000$ Н;

$P_{им}$ - вес изоляционной машины $P_{им} = 39170$ Н;

$P_{су}$ - вес сушильной установки $P_{су} = 39170$ Н.

2. Расчет на прочность

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

$$R_1 = \frac{R_1^n m}{k_1 k_H}, \quad (2.1)$$

					<i>Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Осоргин О.В.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>					104	154
<i>Консульт.</i>					ТПУ гр.2Б21		
<i>И.о. Зав. Каф.</i>	<i>Бурков П.В.</i>						

Расчет нефтепродуктопровода
на прочность

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H}, \quad (2.2)$$

где R_1^H – нормативное сопротивление растяжению металла трубы, МПа;
 R_2^H – нормативное сопротивление сжатию металла трубы, МПа;
 m – коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность;
 k_1, k_2 – коэффициенты надежности по материалу;
 k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода.
 Принимаем $m=0,9$ [5, табл. 1] ; $k_1 = 1,34$ [5, табл. 11], $k_2 = 1,15$ [5, табл. 12], $k_H=1,00$ [5, табл. 13].

Расчетное сопротивление

$$R_2 = \frac{R_2^H \times m}{K_2 \times K_H} \times \frac{K_y}{C_D} = \frac{360 \times 10^6 \times 0,9}{1,15 \times 1,00} \times \frac{1,03}{1,29} = 225 \times 10^6 \text{ Па}$$

Кольцевые напряжения

$$\sigma_k = \frac{n \times P \times D_{ВН}}{2 \times \delta} = \frac{1,1 \times 2,5 \times 10^6 \times 0,612}{2 \times 0,009} = 93,5 \times 10^6 \text{ Па}$$

Напряжения от температурного воздействия

$$\begin{aligned} \sigma_m &= -(t_m - t_y) \times \alpha \times E = -(+263 - 253) \times 0,000012 \times 206000 \times 10^6 = \\ &= -24,72 \times 10^6 \text{ Па} \end{aligned}$$

Напряжения от упругого изгиба

$$\sigma_p = \frac{E \times D_H}{2 \times \rho} = \frac{206000 \times 10^6 \times 0,63}{2 \times \infty} = 0$$

Напряжения изгиба от подъема трубопровода

$$\begin{aligned} \sigma_u &= 9,81 \times 10^5 \times \varphi_n \times C \times \sqrt{h_l} = 9,81 \times 10^5 \times 0,568 \times 312,499 \times \sqrt{0,50} = \\ &= 122,2 \times 10^6 \text{ Па} \end{aligned}$$

Максимальные продольные напряжения

$$\begin{aligned} \sigma_{np} &= \pm \sigma_u + \mu \sigma_k + \sigma_m \pm \sigma_p = 122,2 \times 10^6 + 0,3 \times 93,5 \times 10^6 - 24,72 \times 10^6 + 0 = \\ &= 125,53 \times 10^6 \text{ Па} \end{aligned}$$

$$|\sigma_{np}| < R_1$$

$$125,53 \times 10^6 \text{ Па} < 225 \times 10^6 \text{ Па},$$

$$\sigma_{np2} = -122,2 \times 10^6 + 0,3 \times 93,5 \times 10^6 - 24,72 \times 10^6 - 0 = -118,87 \times 10^6 \text{ Па}$$

$$\psi_4 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_k}{R_2} \right)^2 - 0,5 \frac{\sigma_k}{R_2}} = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{93,5 \times 10^6}{225 \times 10^6} \right)^2 - 0,5 \frac{93,5 \times 10^6}{225 \times 10^6}} = |\sigma_{np2}| / \psi_4 \times R_2$$

$$= 1 - 0,129 - 0,207 = 0,814$$

$$123,46 \times 10^6 \text{ Па} < 0,814 \times 225 \times 10^6 \approx 183,15 \times 10^6 \text{ Па}$$

Условие прочности выполняется.

					Расчет нефтепродуктовода на прочность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

3. Проверка общей устойчивости нефтепродуктопровода, эквивалентное продольное осевое усилие

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы будем производить из условия:

$$S \leq mN_{кр}, \quad (3.1)$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, МН;
 m – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по таблице:

Состав газа (по объему) %				
Метан, CH ₄	Этан, C ₂ H ₆	Пентан, C ₅ H ₁₂	Двуокись углерода, CO ₂	Азот, N ₂ + редкие
98,8	0,07	0,01	0,29	0,8

$N_{кр}$ – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода, МН.

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S следует определять от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики.

В частности, для прямолинейных участков трубопроводов и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S определяется по формуле:

$$S = 100[(0,5 - \mu)\sigma_{кц} + \alpha E \Delta t] F, \quad (2.2)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, $\alpha = 0,000012 \text{ град}^{-1} = 1,212 \cdot 10^{-5} \text{ град}^{-1}$;

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), $E = 206\,000 \text{ МПа}$ ($2100\,000 \text{ кгс/см}^2$);

Δt – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С;

μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), $\mu = 0,3$.

$\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа;

F – площадь поперечного сечения трубы, см².

Площадь поперечного сечения металла трубы

$$F = \frac{\pi}{4} (D_{н}^2 - D_{вн}^2),$$

$$F = \frac{\pi}{4} (6,30^2 - 6,12^2) = 175,49 \text{ см}^2.$$

$$S = [(0,5 - \mu)\sigma_{к} + \alpha E \Delta t] F = [(0,5 - 0,3) \times 95,3 \times 10^6 + 0,000012 \times 206000 \times 10^6 \times 10] \times 175 \times 10^4 = 0,75 \times 10^6 \text{ Н}$$

Сопротивление поперечным перемещениям нефтепродуктопровода:

					Расчет нефтепродуктопровода на прочность	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$q = 0,95 (q_{тр} + q_{пр}) = 0,95 \times (1150 + \frac{3,14 \times 0,612^2}{4} 8500) = 3466,68 \text{ Н/м}$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям трубопровода

$$p_{тр} = q \times \text{tg } \varphi = 3466,68 \times 0,364 = 1261,87 \text{ Н/м}$$

$N_{кр}$ следует определять согласно правилам строительной механики с учетом принятого конструктивного решения и начального искривления трубопровода в зависимости от глубины его заложения, физико-механических характеристик грунта, наличия балласта, закрепляющих устройств с учетом их податливости. На обводненных участках следует учитывать гидростатическое воздействие воды.

Для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае пластической связи трубы с грунтом продольное критическое усилие находится по следующей формуле:

$$N_{кр} = 4,09 \sqrt{p_0^2 q_{верт}^4 F^2 E^6 I^3}, \quad (2.21)$$

где p_0 – сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, Н/м;

$q_{верт}$ – сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины, Н/м;

I – момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке, м^4 .

Рассчитаем продольное критическое усилие $N_{кр}$.

1. Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, Н/м

$$p_0 = \pi D_n \tau_{нр}, \quad (2.23)$$

где $\tau_{нр}$ – предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом, МПа.

Предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом определим, используя следующую формулу:

$$\tau_{нр} = p_{зр} \text{tg } \varphi_{зр} + c_{зр}, \quad (2.24)$$

где $p_{зр}$ – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом, Н/м^2 ;

$\varphi_{зр}$ – угол внутреннего трения грунта, град.;

$c_{зр}$ – сцепление грунта, Па.

Величину $p_{зр}$ определим по формуле:

$$p_{зр} = \frac{2n_{зр} \gamma_{зр} D_n \left[\left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) + \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{зр}}{2} \right) \right] + q_{пр}}{\pi D_n}, \quad (2.25)$$

					Расчет нефтепродуктовода на прочность	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $n_{зр}$ – коэффициент надежности по нагрузке от давления (веса) грунта, принимаемый по табл. 13* [5], $n_{зр} = 0,80$;

h_0 – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности, м;

$\gamma_{зр}$ – удельный вес грунта, Н/м³;

$q_{тр}$ – нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом, Н/м, определяемая по формуле:

$$q_{тр} = q_m + q_{из} + q_{пр}, \quad (2.26)$$

где q_m – расчетная нагрузка от массы трубы, Н/м;

$q_{из}$ – расчетная нагрузка от изоляции трубопровода, Н/м;

$q_{пр}$ – расчетная нагрузка от веса продукта, Н/м, которая учитывается при расчете газопроводов и при расчете нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, если в процессе их эксплуатации невозможно их опорожнение и замещение продукта воздухом.

а. Нагрузка от веса трубы, Н/м

$$q_m = n_{с.в.} q_m^n = n_{с.в.} \rho_{ст} g F = n_{с.в.} \rho_{ст} g \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_{вн}^2), \quad (2.27)$$

где $n_{с.в.}$ – коэффициент надежности по нагрузке от действия массы (собственного веса) трубопровода и устройств, принимаемый по табл. 14 [5];

q_m^n – нормативное значение нагрузки от собственного веса трубы, Н/м;

$\rho_{ст}$ – плотность стали, кг/м³;

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

Принимаем значение $n_{с.в.} = 0,95$, так как при расчете трубопроводов на продольную устойчивость и устойчивость положения, а также в других случаях, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы конструкции, должны приниматься те значения коэффициентов надежности по нагрузке, которые указаны в скобках.

$$q_m = 0,95 \cdot 7850 \cdot 9,80665 \cdot 0,01755 = 1283,36 \text{ Н/м}.$$

б. Нагрузка от веса изоляции трубопровода, Н/м

Лента «Полилен» – четырехслойная лента на основе термосветостабилизированного полиэтилена и бутилкаучука, изготовленная методом со-экструзии – предназначена для изоляции при строительстве и ремонте подземных газонефтепродуктопроводов с целью защиты их от коррозии при температурах эксплуатации от -60°C до $+50^\circ\text{C}$.

Обертка липкая полиэтилановая Полилен-ОБ предназначена для защиты от механических повреждений изоляционных покрытий наружной поверхности подземных трубопроводов при температурах эксплуатации от -60°C до $+50^\circ\text{C}$.

Для изоляции трубопровода применяются импортные изоляционные липкие ленты. На газопроводах наиболее часто используют ленты типа «Полилен» (2 слоя ленты и 1 слой обертки).

					Расчет нефтепродуктовода на прочность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

$$q_{uz} = q_{u.n.} + q_{об} = n_{c.в.} q_{uz}^n = n_{c.в.} (q_{u.n.}^n + q_{об}^n), \quad (2.28)$$

где $q_{u.n.}^n$ – нормативное значение нагрузки от веса ленты, Н/м;
 $q_{об}^n$ – нормативное значение нагрузки от веса обертки, Н/м.

$$q_{u.n.}^n = k_{uz} \pi D_n \delta_{u.n.} \rho_{u.n.} g; \quad (2.29)$$

$$q_{об}^n = k_{uz} \pi D_n \delta_{об} \rho_{об} g, \quad (2.30)$$

где $\delta_{u.n.}$, $\delta_{об}$ – толщина двух слоев ленты и одного слоя обертки соответственно, м;

$\rho_{u.n.}$, $\rho_{об}$ – плотность ленты и обертки соответственно, кг/м³.

$$q_{u.n.}^n = 2,3 \cdot \pi \cdot 0,63 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1046 \cdot 9,80665 = 29,61 \text{ Н / м}$$

$$q_{об}^n = 1,09 \cdot \pi \cdot 0,63 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1028 \cdot 9,80665 = 14,03 \text{ Н / м};$$

$$q_{uz} = 0,95 \cdot (29,61 + 14,03) = 41,47 \text{ Н / м}.$$

с. Нагрузка от веса продукта, Н/м

Нормативный вес транспортируемого газа в 1 м трубопровода q_{np} , Н/м, следует определять по формуле:

$$q_{np} = 0,215 \rho_{np} g \frac{P_a D_{вн}^2}{zT}, \quad (2.31)$$

где ρ_{np} – плотность природного газа при нормальных условиях (273,15 К и 0,1013 МПа), кг/м³;

z – коэффициент сжимаемости газа;

T – абсолютная температура газа, К.

В случае природного газа допускается принимать:

$$q_{np} = 10^{-2} n_{np} P D_{вн}, \quad (2.32)$$

где n_{np} – коэффициент надежности по нагрузке от массы продукта;

P – рабочее (нормативное) давление, МПа;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, см.

$$q_{np} = 10^{-2} \cdot 0,95 \cdot 2,5 \cdot 612 = 14,53 \text{ Н / м}.$$

$$q_{mp} = 1283,36 + 41,47 + 14,53 = 1339,36 \text{ Н / м}.$$

Таким образом, определим среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом.

Значение угла внутреннего трения и сцепление грунта принимаем $\varphi_{cp} = 16$ град, $c_{cp} = 25$ кПа [6].

$$P_{cp} = \frac{2 \cdot 0,80 \cdot 16800 \cdot 0,630 \cdot \left[\left(1,0 + \frac{0,630}{2} \right) + \left(1,0 + \frac{0,630}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{16}{2} \right) \right] + 1339,36}{\pi \cdot 0,630} = 19891,71 \text{ Па}.$$

Предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом

$$\tau_{np} = 19891,71 \cdot \operatorname{tg} 16^\circ + 25000 = 30980,09 \text{ Па} = 0,03098 \text{ МПа}.$$

					Расчет нефтепродуктовода на прочность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины.

$$p_0 = \pi \cdot 0,630 \cdot 0,03098 = 0,06128 \text{ МН} / \text{м}.$$

Сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, $H/м$

$$q_{верт} = n_{зр} \gamma_{зр} D_n \left(h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi D_n}{8} \right) + q_{тр}, \quad (2.3)$$

$$q_{верт} = 0,80 \cdot 16800 \cdot 0,630 \cdot \left(1,0 + \frac{0,630}{2} - \frac{\pi \cdot 0,630}{8} \right) + 1339,36 = 10380,00 \text{ Н} / \text{м} = 1,0380 \cdot 10^{-2} \text{ МН} / \text{м}$$

Момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке, $м^4$

$$I = \frac{\pi}{64} (D_n^4 - D_{вн}^4), \quad (2.4)$$

$$I = \frac{\pi}{64} (0,630^4 - 0,612^4) = 0,000846 \text{ м}^4.$$

Отсюда, Продольное критическое усилие

$$N_{кр} = 4,09 \sqrt[4]{p_0^2 q_{верт}^4 F^2 E^6 I^3} =$$

$$N_{кр} = 4,09 \times \sqrt[4]{(0,0612)^2 \times (0,01038)^4 \times (1,75)^2 \times (2,06 \times 10^6)^5 \times (0,000846)^3} = 58,7 \times 10^6 \text{ Н}$$

$$mN_{кр} = 0,90 \cdot 58,7 = 52,83 \text{ МН}.$$

Получили $1,138 < 52,83 \text{ МН}$ – условие общей устойчивости выполняется с запасом.

Условие устойчивости выполняется.

Длина вскрытого участка нефтепродуктопровода не регламентируется.

4. Определение основных технологических параметров ремонтной колонны.

Общая длина приподнятого участка нефтепродуктопровода

$$L = A \times \sqrt[4]{h_1} = 8,009 \times 423,18 \times \sqrt[4]{0,5} = 90,1 \text{ м}$$

Расстояние между трубоукладчиками

$$l = m_1 \times L = 0,19 \times 90,1 = 17,1 \text{ м}$$

Высота подъема средним трубоукладчиком

$$h_2 = 1,434 h_1 \times 0,5 = 0,717 \text{ м}$$

Усилия на крюках трубоукладчиков

$$P = f B \sqrt{h_1}$$

$$P_1 = P_3 = 2,231 \times 1374,912 \times \sqrt{0,5} = 81,6 \text{ кН}$$

$$P_2 = 1,522 \times 1374,912 \times \sqrt{0,5} = 55,7 \text{ кН}$$

					Расчет нефтепродуктопровода на прочность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

23. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

23.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по прокладке газонефтепровода в вечномерзлых грунтах в таблице 1.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-88.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
подготовительные работы, работы при наземной, надземной, подземной прокладке; земляные работы, погрузочно-разгрузочные	Физические		
		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	РД 03-29-93[16] ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ[11]
		Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	ПБ 03-576-2003 32[14] ПБ 10-115-96[13] ППБ 01-03[15] ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ[8] ФЗ –от 22.07.2013г. №123 [23]
		Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны	СанПиН 2.2.4.548-96 [19] СНиП 2.04.05.86 [20]
		Превышение уровней шума	ГОСТ 12.1.003–2014 [3] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [10]
	Химические		
		Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [4] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [6]
Биологические			
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ [7]

					Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при прокладке их в вечномерзлых грунтах.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Охрана труда и техника безопасности	Лит.	Лист	Листов
Разраб.							111	154
Руковод.						ТПУ гр.2БТ72		
Консульт.								
Зав. Каф.	Рудаченко							

Таблица 1 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по прокладке газонефтепровода в вечномерзлых грунтах

23.2. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при прокладке газонефтепровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

- Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25 °С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С.

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым

					Охрана труда и техника безопасности	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева.

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

Профилактика перегревания работников осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха, использования средств индивидуальной защиты.

– Превышение уровней шума.

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство.

– Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для природного газа ПДК равно 300 мг/м³.

ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³.

– в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C₂H₅SH), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокочапасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м³.

– ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой классу опасности).

– ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества).

– ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности (ртуть, одорант, сероводород, метанол, диэтиленгликоль и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование СИЗ.

					Охрана труда и техника безопасности	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-КМ и др.), защитных очках и комбинезонах. При загазованности траншеи или котлована в результате утечки газа необходимо прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем.

- Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.

В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща.

23.3. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при выполнении работ при прокладке газонефтепровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

- Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудование работающее под высоким давлением обладает повышенной опасностью.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды;

					<i>Охрана труда и техника безопасности</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		115

неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала и т. д .

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;
- на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;
- на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически .

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми.

Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий сосуды (начальник компрессорной, начальник участка, старший мастер участка и т. д.).

- Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Обобщенные причины аварий на взрывопожароопасных объектах можно объединить в две большие группы: технического и организационного характера.

К техническим причинам относятся:

					<i>Охрана труда и техника безопасности</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		116

1. Отказы оборудования (в том числе систем автоматики, телемеханики и т.д.):

коррозионные и эрозионные повреждения;

неудовлетворительное состояние сварных швов;

отказ средств регулирования заданных параметров;

механические повреждения, температурные деформации;

проявления брака заводского, строительного-монтажных работ;

конструктивные недостатки (несоответствие условиям эксплуатации, неудобство обслуживания и т.д.).

прекращение подачи энергоресурсов.

2. Внешнее воздействие природного происхождения.

3. Внешнее воздействие техногенного характера:

последствия аварий на соседних объектах;

прекращение подачи электроэнергии, сырья;

умышленные действия третьих лиц (теракты, диверсии).

Причинами аварии организационного характера являются:

нарушение параметров технологического процесса, правил безопасности, инструкций, регламентов работ (по проведению ревизии, технического освидетельствования и т.д.);

нарушение технологии производимых работ;

отсутствие системы управления промышленной безопасностью и производственного контроля;

низкий уровень профессиональных знаний;

нарушение трудовой дисциплины;

низкий уровень организации труда, управления производством;

недостатки нормативного регулирования безопасности (несовершенство нормативно-технической документации, просроченные инструкции, их отсутствие и т.д.);

					<i>Охрана труда и техника безопасности</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		117

недостаточность (отсутствие) средств индивидуальной защиты работников;

недостаточность (отсутствие) противопожарных средств и других материалов.

Основными факторами, обуславливающими возникновение аварий на открытой площадке промышленных установок, являются:

- наличие большого числа арматуры, тройников, переходников, фасонных частей и т.п.,

т.е. мест с усложненной технологией проведения СМР, ухудшенным контролем качества сварных швов, повышенной концентрацией напряжений;

- наличие значительного числа переходов подземных газопроводов в надземные,

являющихся местами повышенной коррозионной активности и концентрации напряжений;

- сложная пространственная стержневая конструкция надземных газопроводов обвязки технологических аппаратов с большим числом жестких и скользящих опор, испытывающая значительные переменные температурные и газодинамические (вибрационные) нагрузки;

- недостаточно качественный диагностический контроль и несвоевременное выполнение ремонтных работ по обеспечению герметичности газопроводов, сосудов, аппаратов.

Основными вторичными причинами аварий на промышленных установках являются:

- утечки газа из газопроводов, аппаратов;

- утечки масла из систем смазки и уплотнения;

- отказы в системах первичной идентификации утечек газа и масла, обнаружения загораний или задымлений, а также отказы или неэффективность действия систем пожаротушения.

					<i>Охрана труда и техника безопасности</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		118

Возможные варианты возникновения аварий и аварийных ситуаций на КС представлены в (таблице 1.2.).

Таблица 1.2. Возможные варианты возникновения аварий и аварийных ситуаций

Описание ситуации	Способ обнаружения	Возможные причины
Аварийные ситуации		
Разрыв газопровода и утечки газа	По характерному звуку истечения газа. По показаниям приборов	Повреждение газопровода.
Разрыв газопровода, сопровождающийся пожаром или взрывом газа	По наличию пожара(взрыва)	Разрыв газопровода с искрообразованием (наличием источника зажигания).

Взрывопожаробезопасность - состояние производственного процесса, предприятия или его отдельных участков, при котором исключена возможность взрыва и пожара, предотвращения воздействия на людей опасных и вредных факторов в случае их возникновения, которое обеспечивает сохранение материальных ценностей - зданий, сооружений, оборудования, сырья и готовой продукции.

Обращающееся в технологическом оборудовании проектируемого объекта опасное вещество – природный газ (взрывопожароопасное). Характеристики опасных веществ по взрывопожароопасности приведены в (таблице 1.2).

Таблица 1.3 - Характеристика опасных веществ по взрывопожароопасности.

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
Данные о взрывопожаро- опасности (по метану) Температура самовоспламенения, 0С	Горючий газ	«Пожаровзрыво- опасность веществ и материалов и средств-ва их тушения» М., ассоциация «Пожнаука», 2004
Пределы воспламеняемости в смеси с воздухом	535	
объемные, %	5,28 – 14,1%	
Теплота горения, кДж/кг		
Макс. давление взрыва, кПа	50000	
Макс. скорость нарастания давления, МПа/с	706	
Норм. скорость распространения пламени, м/с	18	
Средства тушения		
	0,338	
	Инертные газы	

В таблице 1.3. представлены значения НКПР, ВКПР и ПВДК некоторых веществ.

Таблица 1.4 - Значения НКПР, ВКПР и ПВДК некоторых веществ.

Наименование веществ	Диапазон взрываемости				ПВДК	
	по объему (%)		по массе мг/м ³		% об.	м г/м ³
Метан	5	1	3	1	0	1
		5,7	300	04000	,25	650
Этан	2	1	3	1	0	1
	,9	5	600	8600	,15	800
Пропан	2	9	3	1	0	1
	,2	,5	8000	64000	,11	900
Бутан	1	9	4	2	0	2
	,8	,1	5000	27500	,09	250
Окись углерода	1	7	7	4	0	3
	2,5	5	4000	44000	,63	700

Необходимо рассмотреть множество видов работ для прокладки трубопровода: подготовительные работы, работы при наземной, надземной, подземной прокладке; земляные работы, погрузочно-разгрузочные и другие виды работ.

Все мероприятия по охране окружающей среды при строительстве магистральных трубопроводов должны быть выполнены в соответствии с разд.13 СНиП III-42-80 и проектом.

Трассовые строительно-монтажные работы должны выполняться преимущественно в зимний строительный сезон при промерзании деятельного слоя на глубину, исключая разрушение мохорастительного покрова строительной техникой.

При строительстве магистральных трубопроводов, кроме СНиП III-4-80, следует руководствоваться:

Правилами техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов", утвержденными Миннефтегазстроем в 1981 году;

"Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей и правилами техники безопасности при эксплуатации установок потребителей (ПТЭ и ПТБ)", утвержденными Главгосэнергонадзором в 1984 году;

"Правилами устройства электроустановок потребителей", М., Энергоатомиздат, 1985.

Лица, направляемые на работу в районы вечной мерзлоты, для определения пригодности к работе в условиях сурового климата должны пройти предварительный медицинский осмотр.

Рабочие перед началом зимнего строительного сезона должны пройти обучение по правилам техники безопасности, в том числе по правилам ориентации на местности в местах производства работ, по оказанию доврачебной помощи при обморожении.

В местах производства работ должны быть средства и оборудование для обогрева рабочих.

Рабочие места сварщиков в трассовых и базовых условиях следует оборудовать средствами защиты от ветра, атмосферных осадков (укрытие, переносные щиты, тенты и т.д.).

В летний период работающие должны быть обеспечены защитными и отпугивающими средствами от гнуса (сетки Павловского, химические вещества -диэтилтулоамид, бензамин и др.) и проинструктированы о порядке пользования ими.

Строительная организация обязана осуществлять регулярную связь с ближайшей метеорологической станцией и своевременно оповещать свои подразделения о предстоящей перемене погоды (пурга, ураганный ветер, снегопад и т.д.).

В каждой группе, работающей вдали от других групп, руководитель работ (прораб, мастер) должен назначать старшего, знающего специфические условия районов производства работ. Старший группы должен принимать меры по

					<i>Охрана труда и техника безопасности</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		122

обеспечению безопасности всей группы в случае плохой погоды или при других неблагоприятных условиях.

Каждая группа машин с рабочими, направляемая в дальний рейс, должна быть обеспечена необходимым инструментом, инвентарем, запасом продуктов, рацией, палаткой с каркасом, обогревательным прибором, аптечкой, пеньковыми канатами, сигнальными ракетами, запасом топлива, карманными электрическими фонарями.

Во время пурги находящиеся в пути машины должны остановиться. Между отдельными машинами автоколонны следует натянуть пеньковый канат для пользования им во время перехода от одной машины к другой.

Толщину льда на действующей ледовой переправе следует измерять:

- а) зимой один раз в 10 дней, при пересечении фарватера с быстрым течением - один раз в неделю;
- б) осенью и весной - ежедневно.

При выполнении работ, связанных с электроподогревом грунта, прогреваемую площадь следует ограждать, устанавливая на ней предупредительные сигналы, в ночное время освещать. Расстояние между ограждением и контуром прогреваемого участка должно быть не менее 3 м.

На участках прогреваемой площади, находящихся под напряжением, пребывание людей не допускается.

При перекладке трубопровода от места монтажа на берму траншеи рабочим запрещается находиться между траншеей и трубопроводом.

Трасса действующего трубопровода и его сооружений в границах зоны производства работ должна быть обозначена знаками, особенно на углах поворота, в местах пересечения со строящимися коммуникациями.

					<i>Охрана труда и техника безопасности</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		123

Экологическая безопасность

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала реконструкции и потенциально достижимого при реконструкции:

- уровня загрязнения природной среды;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов.

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия при реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции магистрального газопровода в (таблице 1.5).

Таблица 1.5. - Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при прокладке магистрального газонефтепровода

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
	Засорение почвы производственными отходами	<p>Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов образующихся в результате проведения работ.</p> <p>На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и выше перечисленным инструкциям.</p> <p>Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошмой или асбестом.</p>
Вода и водные	Загрязнение сточными водами и	Соблюдение согласованных мест расположения и границ площадок,

ресурсы	мусором	<p>расположенных от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды;</p> <p>Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально отведенной площадке на металлических поддонах, с оборудованным герметичным бордюром, позволяющим предотвратить разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки. Обслуживание, ремонт, заправка техники осуществляется на специально оборудованных (с учетом экологических требований) площадках.</p> <p>В случае возникновения нештатной ситуации, связанной с проливом ГСМ, места проливов зачищаются немедленно с помощью песка. Образующийся отход должен храниться в отдельном контейнере.</p>
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования	Поддержание всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществление постоянного контроля на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов и регулировка двигателей.
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение.	<p>Для того чтобы обеспечить более высокий экологический уровень природопользования, позволяющий на порядок снизить ущерб животному миру, необходимо применение щадящих технологий при производстве работ и прогрессивных методов пользования ресурсами фауны, заключающихся в следующем:</p> <p>-ограничить применение техники с большим удельным давлением на грунт, разрушающим почвенный покров, а также подземные ходы, норы, убежища животных.</p>

С целью минимизации и предупреждения вредного антропогенного воздействия должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом

деятельности в водоохранных и санитарно – защитных зонах водотоков и водозаборов.

При прокладке трубопроводов следует сохранять температурный и влажностный режим вечномерзлых грунтов.

Для предотвращения протаивания вечномерзлых грунтов следует максимально сохранять мохово-растительный покров и восстанавливать его путем высева злаков в пределах нарушенных участков.

При строительстве дорог с грунтовым основанием на вечномерзлых грунтах отсыпку полотна дороги следует осуществлять пионерным способом "от себя", не допуская езды транспорта за пределами отсыпанного полотна. Грунт для полотна дороги следует отсыпать непосредственно на мохово-растительный покров.

Для предотвращения эрозионных процессов при прокладке трубопровода следует стремиться к сохранению естественной сети местного стока, а в случае ее нарушения следует производить восстановление стока.

Для предотвращения развития эрозии при необходимости в траншеях на склонах, крутизна которых более 3°, следует устраивать замки из слабофильтрующего грунта, препятствующие течению воды вдоль траншеи и возникновению эрозионного выноса. На склонах, лишенных растительности, или на склонах с нарушенным растительным покровом следует проводить фиторекультивацию - залужение откосов быстрорастущими злаковыми растениями с развитой корневой системой.

При прокладке трубопроводов на склонах (если в этом есть необходимость) должно производиться закрепление откосов в соответствии с требованиями проекта.

При производстве работ в летний период следует применять строгие противопожарные мероприятия, в том числе не допускать при работе на сухих торфяниках применения открытого огня, не разводить костры и не сжигать

					<i>Охрана труда и техника безопасности</i>	<i>Лист</i>
						126
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

порубочные остатки; разведение открытого огня допускается только в специально оборудованных местах в соответствии с правилами противопожарной безопасности.

При проектировании и строительстве трубопровода необходимо учитывать пути миграции животных, максимально сохранять районы зимних и летних пастбищ.

Запрещается устраивать складирование труб и материалов, возводить временные поселки строителей и выполнять другие строительные и вспомогательные работы на участках оленьих пастбищ.

Для восстановления нормального режима водотоков следует предусматривать:

биологическую рекультивацию речных пойм, нарушенных строительством;

планировку береговых откосов и берегоукрепление;

расчистку русел реки от наносов, вызванных строительными работами.

Для восстановления нормального гидрологического режима территории и естественного стока поверхностных вод, а также для исключения подпора воды вдоль трассы трубопровода при необходимости в местах переходов трубопровода через естественные препятствия осуществляют строительство водопропускных сооружений.

После окончания строительно-монтажных работ с трассы трубопровода должны быть удалены остатки труб, строительных, горюче-смазочных материалов.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Рассмотрим план ликвидации аварии на магистральном газопроводе в таблице 2.

					Охрана труда и техника безопасности	Лист
						127
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2. - План ликвидации аварии на магистральном газопроводе

Вид аварии и место возникновения	Мероприятия по локализации и ликвидации аварии	Действия ответственных лиц аварийных служб и бригад по локализации и ликвидации аварий, оказанию помощи пострадавшим
Разрыв газопровода на территории КС	1. Обнаружение аварии	1. Сообщить немедленно о происшествии по связи диспетчеру и в управление ЛПУ МГ.
	2. Получение информации об аварии.	1. Уточнить у источника информации характер, размеры и место аварии, время обнаружения, обстановку на местности. 2. Убедитесь в достоверности информации.
	3. Оповещение об аварии	1. Немедленно оповестить об аварии : – диспетчера ЦДС «Газпром трансгаз Томск»; – руководство ЛПУ МГ
	4. Принятие оперативных мер.	1. После перекрытия кранов береговой «гребенка», стравливания газа из аварийного участка. определения места и масштаба аварии, по усмотрению руководителя работ включается в работу неповрежденная нитка подводного перехода, газопровод заполняется и включается в работу.
	5. Проведение аварийно-восстановительных работ.	1. Определить способы и объемы восстановительных работ с привлечением специализированных организации, составить план производства восстановительных работ.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При обращении с метанолом-ядом необходимо выполнять "Общие санитарные правила по хранению и применению метанола" и "Инструкцию о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на объектах газовой промышленности" и настоящий раздел правил.

На основе документов, предприятие должно разработать инструкцию, учитывающую местную специфику получения от поставщиков, в том числе железной дороги, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола-яда на своих объектах.

Инструкция согласовывается с местным органом Госсаннадзора и утверждается руководителем предприятия совместно с профсоюзным комитетом.

Инструкция может быть разработана и для отдельных подразделений (ЛПУ, МГ, СПХГ, КС), когда они находятся на значительном расстоянии от предприятия, а их руководителям приказом по предприятию (объединению) дано право получать метанол-яд.

Ответственность за безопасные условия труда при использовании метанола-яда, организацию работ с ним, в том числе контроль за соблюдением настоящего раздела Правил возлагается на руководителя предприятия (подразделения - ЛПУ МГ, КС, СПХГ и других).

Работа с метанолом-ядом должна проводиться под руководством ответственного, назначенного приказом (распоряжением).

Работа с метанолом-ядом должна быть организована так, чтобы не было непосредственного контакта работников с ним.

Во избежание ошибочного употребления метанол-яд должен быть смешан с одорантом в соотношении 1:1000, или с керосином в соотношении 1:100 и с

красителем темного цвета, растворимым в метанол-яде. Запрещается отпуск со склада метанол-яда со слабым запахом одоранта и недостаточной окраской.

Работники, связанные с получением, отпуском, транспортировкой, хранением и применением метанол-яда, обязаны проходить не реже одного раза в квартал специальный инструктаж о свойствах метанола-яда, мерах безопасности. При первичном инструктаже, а также при изменении обязанностей работника необходимо оформлять обязательство о знании и выполнении инструкции.

С опасными для здоровья и жизни свойствами метанол-яда должны быть ознакомлены под расписку прочие работники объектов.

Лица, работающие с метанол-ядом, в том числе по контролю воздушной среды, должны иметь противогаз с фильтрующей коробкой марки А, прорезиненный фартук, резиновые сапоги, рукавицы и другие СИЗ.

24. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

Из всей территории России площадью немногим более 17,0 млн. км² примерно 11 млн. км², то есть около 65%, занято многолетнемерзлыми горными породами, формируя обширную криолитозону. К важнейшим особенностям проектирования, а также строительства и эксплуатации зданий и инженерных сооружений в криолитозоне относится необходимость учитывать и регулировать теплообмен грунтов с этими зданиями и сооружениями, а также с внешней средой. При освоении территории РФ изменения температурного и влажностного режимов грунтов, особенно с переходом температур через 0°C, вызывают изменения состава, строения и свойств грунтов, прочности, несущей способности и сжимаемости мерзлых пород, напряжения и деформации пучения и осадки в промерзающих и протаивающих породах, разрабатываемости мерзлых грунтов при горных работах, интенсивности развития термоэрозии, наледей, термокарста и других криогенных процессов и явлений. Это может привести к значительным разрушениям и деформациям строящихся и эксплуатируемых зданий и инженерных сооружений, а также необратимым негативным последствиям для окружающей природной среды. Основные причины деформаций – это осадки многолетнемерзлых грунтов (ММГ) при оттаивании или их пучение при промерзании. В данной дипломной работе рассматривается термостабилизация грунтов нефтегазопровода, проведенного на многолетнемерзлых породах.

					<i>Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при их прокладке в условиях многолетних мерзлых грунтов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Осоргин О.В.			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Саруев А.Л.					131	154
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.2Б21		
<i>И.о. Зав. Каф.</i>		Бурков П.В.						

2. Расчет затрат на реализацию проекта

Одним из основных показателей при расчете экономической эффективности являются капитальные затраты, состоящие из двух составляющих: капитальные вложения на проектирование и капитальные вложения на реализацию проекта. Капитальные вложения на проектирование термостабилизации грунтов составляют: $K_{пр} = 3\,000\,000$ руб.

Капитальные вложения на реализацию проекта включает:

1. Затраты на приобретение оборудования (табл. 1); Таблица 1 – Стоимость оборудования на термостабилизации грунта для трубопровода:

№	Наименование оборудования	Един. изм.	Кол.	Цена за единицу, руб.	Всего, руб. (с НДС)
1	Термостабилизатор ТК 32/10.M5-03	шт.	600	16 490	9 894 000
2	Шнековое бурение скважин диаметром 90 мм и 76 мм станками типа ЛБУ-50 глубиной бурения до 20 мм в грунтах группы: 2	шт.	600	8 750	5 250 000
3	Долота трехшарошечные типа : Ш76К-ЦВ	шт.	20	90 026	1 800 520
4	Долота трехшарошечные типа: Ш93Т-ЦВ	шт.	10	180 000	1 800 000
5	Крепление скважины глубиной до 50 м при шнековом бурении трубами: со сварным соединением, группа грунтов по устойчивости 2	шт.	1200	1338,22	1 605 870
6	Общие работы, в том числе очистка поверхности щетками (мест изгиба термостабилизаторов)	м.	-	-	506 000
	Другие работы				
	<i>Итого (К_{об})</i>				17 766 517

2. Транспортные затраты на доставку оборудования составляют 5 % от стоимости оборудования: $K_{тр} = 0,05 \times 17\,766\,517 = 888\,325,85$ руб.;

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		132

3. Приведем нормы времени по работам установки оборудования.

№ п/п	Наименование операций	Объем работ		Продолжительность работ, с учетом кол-ва человек часов	Состав бригады
		ед. измерения	Кол-во		
1	Подготовка грунта	шт.	600	20	2 чел.
2	Подготовка ям, отверстий	шт.	600	25	2 чел.
3	Установка термостабилизатора	шт.	600	100	4 чел.
4	Заливка бетоном	шт.	600	38	2 чел.
5	Установка антикоррозийных покрытий	шт.	600	40	2 чел.
6	Другие работы			2	

3.1. Заработные платы за монтаж нового оборудования работникам организации представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Заработная плата работникам на монтаж оборудования:

№ п/п	Должность	Кол-во	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб./час	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Районный коэффициент 1.3 + с северными надбавками надбавками = 1.7	Заработная плата за весь период работы, руб. (с НДС)
1	Мастер	1	5	-	30 000	30 000*1,7	51 000
2	Электрогазосварщик	3	5	68	320	320*68*1,7*3	110 976
3	Слесарь	4	6	67	300	300*67*1,7*4	136 680
4	Крановщик	2	5	69,5	305	305*69,5*1,7*2	144 143
	<i>Итого (K_{зар})</i>						442 799

4. Страховые взносы во внебюджетные фонды = 30% от 442 799 = 132 839,70 руб.

5. Затраты на сырье и материалы представлены в таблице 3. Таблица 3 – Затраты на сырье и материалы

№ п/п	Наименование	Количество	Цена, руб.	Сумма, руб. (с НДС)
1	Затраты на топливо, л	1000	45,3	45 300
2	Сварочные электроды, шт	5 600	5	28 000

3	Антикоррозийное покрытие, кг	30	290	8 700
4	Бетон В15 (М200) , м3	27	3500	94 500
5	Пеноплэкс марки 45, м3	25	1250	31 250
	<i>Итого(K_{мат})</i>			207 750

Общая сумма рассчитанных капитальных затрат составляет:

$$K = K_{\text{пр}} + K_{\text{об}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{зар}} + K_{\text{соц}} + K_{\text{мат}}, \quad (1)$$

$$K = 3\,000\,000 + 17\,766\,517 + 888\,325,85 + 442\,799 + 132\,839,70 + 207\,750 = 22\,438\,232$$

Таким образом, общая сумма капитальных затрат составила: **22 438 232 руб.** (с НДС)

3. Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки - это издержки производства, связанные с поддержанием в работоспособном состоянии используемого производственного оборудования, машин и механизмов. Общая сумма эксплуатационных издержек рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{экс.общ}} = A + Z_p + Z_{\text{об}} + Z_{\text{эл}} + Z_{\text{пр}} \quad (2)$$

1. Расчет амортизационных отчислений для оборудования установки термостабилизации грунтов представлен в (табл. 4). Он проведен согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 06.07.2015) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы". Таблица 4 – Амортизационные отчисления для оборудования установки термостабилизации грунтов:

№	Наименование	Амортизационная группа	Норма амортизации	Сумма амортизации за 1 год, рублей
1	Термостабилизатор ТК 32/10.М5-03	шт.	1000	9 894 000
2	Крепление скважины глубиной до 50 м при шнековом бурении трубами: со сварным соединением, группа грунтов по устойчивости 2	8 группа	7,1 %	1 605 870
3	Рама опорная Роп.2.00.000	8 группа	10 %	1 522 524,9
4	Трубы охлаждающие ТС33.7-01.001	6 группа	7,1 %	652 548,9
	<i>Итого (А)</i>			1 157 349,772

2. Затраты на все виды ремонта, кроме капитального, составляют 2 % от стоимости капитальных затрат:

$$Z_p = 22\,438\,232 \text{ руб} \times 0,02 = 448\,764,63 \text{ руб.}; \quad (3)$$

3. Затраты на содержание и обслуживание составляют 3 % от стоимости капитальных затрат:

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					135

$$Z_{\text{общ}} = 22\,438\,232 \text{ руб} \times 0,03 = 673\,146,94 \text{ руб.}; \quad (4)$$

4. Затраты на электроэнергию: установленная электрическая мощность установки стабилизации конденсата согласно не более 0,05 кВт/час, исходя из тарифа (6,2 руб/кВт×час без НДС) и из того, что оборудование будет работать 24 часа в сутки и 100 дней (в летнее время) в году затраты составят:

$$Z_{\text{эл}} = 24 \times 100 \times 0,05 \times 6,2 = 744 \text{ руб.}; \quad (5)$$

5. Прочие затраты составляют 5 % от стоимости капитальных затрат: $Z_{\text{пр}} = 22\,438\,232 \times 0,05 = 256\,208,5425 \text{ руб.}$ (6)

Общая сумма эксплуатационных издержек из формулы 2:

$$Z_{\text{экс.общ}} = 22\,438\,232 + 448\,764,63 + 673\,146,94 + 744 + 256\,208,54$$

$$Z_{\text{экс.общ}} = 23\,817\,096,11 \text{ руб.}$$

Таким образом, общая сумма эксплуатационных издержек составило: **23 817 096,11 руб.**

4. Техничко–экономическое обоснование целесообразности разработки устройства

Количественную оценку научного-технического эффекта целесообразно производить с использованием балльно-индексного метода:

$$J_{\text{эту}} = \sum_{i=1}^n B_i X_i \quad (7)$$

где, $J_{\text{эту}}$ – комплексный показатель качества разрабатываемого научно-технического продукта по группе показателей; n – число рассматриваемых показателей; b_i – коэффициент весомости i -го показателя в долях единицы, устанавливаемый экспертным путем (сумма весов всех рассматриваемых показателей должна составлять единицу); x_i – относительный показатель качества, устанавливаемый экспертным путем по выбранной шкале оценивания. Используется 10-ти бальная шкала оценивания. В табл.5 представлено сравнение термостабилизаторов одиночного исполнения с продуктом аналогом.

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		136

В табл.4 рассматривается сравнение выбранных термостабилизаторов с аналогичной продукцией. В таблице 5, приведены показатели оценки эксплуатационно-технического уровня парожидкостного термостабилизатора и продукта-аналога. В качестве продукта-аналога был взят жидкостной термостабилизатор стальной.

Таблица 5 – Эксплуатационно-технический уровень парожидкостного термостабилизатора и жидкостного термостабилизатора.

Показатели оценки, параметры	Коэф-т весомости V_i	Парожидкостной термостабилизатор		Жидкостной термостабилизатор	
		X_i	$V_i * X_i$	X_i	$V_i * X_i$
Надёжность	0.1	8	0.8	8	0.8
Время безотказной работы	0.1	8	0.8	8	0.8
Энергоэкономичность	0.3	9	2.7	5	1.5
Универсальность	0.2	8	1.6	6	1.2
Простота в обращении	0.1	8	0.8	7	0.7
Эргономичность	0.1	7	0.7	7	0.7
Масса габаритные параметры	0.1	7	0.7	7	0.7

По формуле (7) рассчитаем индекс эксплуатационно-технического уровня для устанавливаемого продукта.

$$J_{разр} = 0.1 * 8 + 0.1 * 8 + 0.3 * 9 + 0.2 * 8 + 0.1 * 8 + 0.1 * 7 + 0.1 * 7 = 8.1$$

Затем по той же формуле рассчитаем индекс эксплуатационно-технического уровня для аналога.

$$J_{анал} = 0.1 * 8 + 0.1 * 8 + 0.3 * 5 + 0.2 * 6 + 0.1 * 7 + 0.1 * 7 + 0.1 * 7 = 6.4$$

$$\frac{J_{разр}}{J_{анал}} = \frac{8.1}{6.4} = 1.265 \quad (7.1)$$

В таблице 10, приведены показатели оценки эксплуатационно-технического уровня парожидкостного термостабилизатора типа ГЕТ-ВЕТ

системы и продукта-аналога. В качестве продукта-аналога был взят жидкостной термостабилизатор стальной.

Таблица 6 – Эксплуатационно-технический уровень парожидкостного термостабилизатора типа ГЕТ-ВЕТ системы и жидкостного термостабилизатора.

Показатели оценки, параметры	Коэф-т весомости V_i	Парожидкостной термостабилизатор		Жидкостной термостабилизатор	
		X_i	$V_i * X_i$	X_i	$V_i * X_i$
Надёжность	0.1	8	0.8	8	0.8
Время безотказной работы	0.1	9	0.9	8	0.8
Энергоэкономичность	0.3	9	2.7	5	1.5
Универсальность	0.2	8	1.6	6	1.2
Простота в обращении	0.1	8	0.8	7	0.7
Эргономичность	0.1	9	0.9	7	0.7
Масса габаритные параметры	0.1	8	0.8	7	0.7

По формуле (7) рассчитаем индекс эксплуатационно-технического уровня для устанавливаемого продукта.

$$J_{разр} = 0.1 * 8 + 0.1 * 9 + 0.3 * 9 + 0.2 * 8 + 0.1 * 8 + 0.1 * 9 + 0.1 * 8 = 8.5$$

Затем по той же формуле рассчитаем индекс эксплуатационно-технического уровня для аналога.

$$J_{анал} = 0.1 * 8 + 0.1 * 8 + 0.3 * 5 + 0.2 * 6 + 0.1 * 7 + 0.1 * 7 + 0.1 * 7 = 6.4$$

$$\frac{J_{разр}}{J_{анал}} = \frac{8.5}{6.4} = 1.328 \quad (7.2)$$

Из проведенных расчетов (7.1) и (7.2) можно сделать выводы. Устанавливаемое оборудование является экономически эффективными, что следует из улучшения относительных показателей характеристики продукта. Разрабатываемый научно-технический продукт имеет более высокий показатель эксплуатационно-технического уровня по сравнению с продуктом аналогом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В этой работе изложены современные концепции, критерии исследований газонефтепроводов, посвященные изучению новой и практически важной проблемы их надежности и ресурса. Проблема рассмотрена для наиболее сложных участков газопроводов, в том числе подземных в условиях мерзлых грунтов и болот. Уделено внимание вопросам диагностики и оценки работоспособности участков трубопроводов, имеющих дефекты. Представлены технические решения по повышению надежности газопроводных конструкций.

Магистральные и промысловые трубопроводы Западной Сибири прокладываются и эксплуатируются в сложных инженерно-геологических условиях, что обуславливает дополнительные нагрузки на трубопроводы, связанные со структурными изменениями свойств грунтов. Более трети территории Западной Сибири покрыты многолетнемерзлыми грунтами, более половины — грунтами с глубоким сезонным промерзанием ($> 2,5$ м)

Анализ распределения отказов на магистральных нефтепроводах Западной Сибири показал, что число отказов линейной части в значительной мере зависит от степени заболоченности территории и количества участков перехода (перемежающихся) грунтов различной несущей способности.

При прокладке трубопроводов в грунтах с низкой несущей способностью — болотистых, оттаивающих многолетнемерзлых — происходят значительные перемещения трубопроводов, чаще всего с потерей продольной устойчивости и выходом их на поверхность, образованием арок и даже гофр. В результате на деформированных участках трубопроводов меняется их напряженное состояние, что вызывает необходимость корректировки расчетных схем.

					Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при прокладке их в вечномерзлых грунтах		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Заключение</i>		
<i>Разраб.</i>							
<i>Руковод.</i>							
<i>Консульт.</i>							
<i>Зав. Каф.</i>	<i>Рудаченко</i>						
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						139	154
					ТПУ гр.2БТ72		

В этих случаях выполнение прочностных расчетов, отражающих действительные условия работы трубопроводов, является одним из основных элементов, обеспечивающих поддержание их высоконадежной работы.

В связи с этим основной задачей расчета трубопроводов на прочность являются определение напряженно-деформированного состояния, обусловленного нагрузками и воздействиями, имеющими место в различные периоды эксплуатации, и оценка уровня этого состояния, исходя из предельных.

При подземной прокладке в слабонесущих грунтах трубопровод изменяет свою геометрию в плане, а под воздействием весовых нагрузок испытывает еще и вертикальные перемещения, т.е. происходят пространственные перемещения оси трубопровода.

В настоящее время многие магистральные трубопроводы нашей страны имеют значительный срок эксплуатации. Больше всего постарели нефтяные магистрали, но и 25 % газопроводов работает уже более 20 лет, 38 % — 10 — 20 лет, а 5 % перешагнули нормативный рубеж в 33 года. Статистика закономерно связывает аварийные ситуации на магистральных трубопроводах с их "возрастом".

В данной работе представлены пути повышения устойчивости газонефтепроводов при прокладке их в вечномерзлых грунтах.

К настоящему времени стало совершенно очевидно, что трубопроводный транспорт нуждается в переводе на новый, более высокий уровень надежности и безопасности. Причем это касается в равной степени, как действующих систем, так и вновь проектируемых и строящихся.

Тема о надежности состояния трубопровода является в настоящее время весьма актуальной и приоритетной.

Наличие эффективного инструмента долгосрочного прогнозирования процесса оттаивания грунта вокруг трубопровода и оценки прочности линейной части на протяженных участках многолетнемерзлых грунтов позволит

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		140

обеспечить промышленную безопасность и эксплуатационную надежность магистральных нефтепроводов.

Произведены расчеты нефтепродуктопровода на прочность при капитальном ремонте в зимних условиях, с проверками на устойчивость, продольное осевое усилие.

Был рассмотрен вопрос по целесообразности применения термостабилизации грунтов. Произведен экономический расчет затрат на реализацию проекта и приведено технико-экономическое обоснование целесообразности использования приведенного оборудования.

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		141

Список литературы:

1. Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. -М: ОАО "Издательство "Недра", 2000. - 467 с: ил. - ISBN 5-247-03863-0
2. Иванцов О.М., Харитонов В.И. Надежность магистральных нефтепроводов. - М.: Недра, 1978. - 166 с.
3. Кутузова Т.Т., Мороз А.А. Исследование конструктивной надежности линейной части магистральных нефтепроводов//Проблемы экологии и энергоснабжения в условиях Западной Сибири: Тез. докл. Международной науч.-практ. конференции, Тюмень, 3-4 декабря 1998. - Тюмень: ТюмГНГУ, 1998. - С. 37-39.
4. Кутузова Т.Т., Мороз А.А., Степанов О.А., Малютин НА. Исследование конструктивной надежности линейной части магистрального нефтепровода//Известия ВУЗов. Нефть и газ. - 1999. - Вып. 2. - С. 71-77.
5. Болотин В.В. Прогнозирование ресурса машин и конструкций. – М.: Машиностроение, 1988. – 240 с.
6. Системная надежность трубопроводного транспорта углеводородов /В.В. Черняев, К.В. Черняев, В.Л. Березин и др. – М.: Недра, 1997. – 517 с.
- 7.Бородавкин П.П., Синюков А.М. Прочность магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1984. – 245 с.
8. Иванцов О.М. Надежность строительных конструкций магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1985. – 231 с.
- 9.Захаров М.Н., Лукьянов В.А. Прочность сосудов и трубопроводов с дефектами стенок в нефтегазовых производствах. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. – 216 с.
- 10.СНиП 2.01.07-85. Нагрузки и воздействия/Госстрой СССР. - М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. - 47 с.
- 11.СНиП 2.04.12-86. Расчет на прочность стальных трубопроводов/Госстрой СССР - М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. - 49 с.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		142

- 12.СНиП 2.02.04-88. Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах/Госстрой СССР. - М.: АПП ЦИТП, 1991. - 56 с.
- 13.Справочник по строительству на вечномёрзлых грунтах. — Л: Недра, 1977. - 187 с.
- 14.Капитальный ремонт магистральных трубопроводов / В.А. Березин, К.Е. Ращепкин и др.- М.: Недра, 1978.-364 с.;
- 15.Магистральные газонефтепроводы: учебное пособие / Зубарев В.Г. – Тюмень: ТюмГНГУ, 1998. – 80 с.;
16. Нефтегазовое строительство / И.И.Мазур, В.Д.Шапиро – М.:Изд-во ОМЕГА-Л, 2005. – 774с.;
17. ОНТП 51-1-85. «Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные газопроводы»;
18. СНиП 2.05.06-85*. «Магистральные трубопроводы»;
19. СНиП III-42-80*. «Магистральные трубопроводы»;
20. СНиП 23-01-99. «Строительная климатология»;
21. СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы»;
22. Справочник работника газовой промышленности;
23. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов. Л.А. Бабин, П.Н. Григоренко, Е.Н. Ярыгин.- М.: Недра, 1995. – 246 с.;
24. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
25. ГОСТ 12.1.003-74 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
26. ГОСТ 12.3.033-84 ССБТ. Строительные машины. Общие требования безопасности при их эксплуатации.
27. ПБ 10-382-00 Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов.
28. ПБ 10-157-97 Правила устройства и безопасной эксплуатации кранов-трубоукладчиков.
29. ПОТ Р М-012-2000 Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте.
30. ГОСТ 12.1.003 – 83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
31. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
32. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы».
33. 21. СанПиН 2.2.4./2.1.8.582—96. Гигиенические требования при работах с источниками воздушного и контактного ультразвука промышленного, медицинского и бытового назначения. Санитарные нормы и правила.

					Список литературы	Лист
						143
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

34. ГОСТ 12.1.001-89 ССБТ Ультразвук Общие требования безопасности.
35. ГОСТ 12.2.051-80 Система стандартов безопасности труда. Оборудование технологическое ультразвуковое. Требования безопасности.
36. ГОСТ Р 12.4.213-99 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органа слуха.
37. СанПиН 2.6.1.2523-09 Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009).
38. СП 2.6.1.2612-10 Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности.
39. ГОСТ 12.4.120-83 Система стандартов безопасности труда. Средства коллективной защиты от ионизирующих излучений.
40. ГОСТ 12.1.046-85 Система стандартов безопасности труда. Строительство. Нормы освещения строительных площадок.
41. ГОСТ 12.1.005-88, Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
42. ГОСТ 12.1.007-76, Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
43. ГОСТ 12.4.011-89 «Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация».
44. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
45. ГОСТ 12.4.011-89 «Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация».
46. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
47. Правила устройства электроустановок. 6-е изд. с изм. и дополн. – СПб, 1999. – 123 с.
48. ГОСТ ИЕС 61140-2012 Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования.
49. ГОСТ Р 22.0.02-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий.
50. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
51. ГОСТ 12.3.032-84 Система стандартов безопасности труда. Работы электромонтажные. Общие требования безопасности.
52. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
53. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. 42.ПОТ Р М-020-2001 Межотраслевые правила по охране труда при электро- и газосварочных работах.

					Список литературы	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		144

54. ГОСТ 12.3.016-87 ССБТ. Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности.
55. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-технические требования к воздуху рабочей зоны.
56. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
57. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ Биологическая безопасность. Общие требования.
58. СанПиН 2.2.3.1384-03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ.
59. Крец В. Г. Машины и оборудование газонефтепроводов: учеб. пособ./ В. Г. Крец, А. В. Рудаченко, В. А. Шмурыгин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 328 с.

					Список литературы	<i>Лист</i>
						145
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Приложения

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Выписка из прейскуранта цен на продукцию для систем термостабилизации



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
НАУЧНО – ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ
«ФУНДАМЕНТСТРОЙАРКОС»
ООО НПО «ФУНДАМЕНТСТРОЙАРКОС»
ООО НПО «ФСА»

625014, Тюменская область,
город Тюмень, улица Новаторов, 12
р/с № 40702810122990001572
в «Запсибкомбанк» ПАО, г. Тюмень
к/с 30101810271020000613, БИК 047102613
ИНН 7203106421, КПП 720350001

Телефоны: (3452) 22-53-25
(3452) 22-54-94
Факс: (3452) 52-02-40
(3452) 22-56-19
E-mail: fsa@npo-fsa.ru
www.npo-fsa.ru

Выписка из прейскуранта
цен на продукцию заводского изготовления для систем стабилизации
грунтов оснований ООО НПО «Фундаментстройаркос»

№ п/п	Наименование изделия	Вес изделия, кг	Обозначение изделия	Ед. измер.	Цена за единицу изделия без учета стоимости транспортных расходов на 1.01.2017г., руб. без НДС
61	Термостабилизатор	16,50	ТК 32/ 5.M5-03	шт	8 518
62	Термостабилизатор	19,12	ТК 32/ 6.M5-03	шт	8 807
63	Термостабилизатор	21,73	ТК 32/7.M5-03	шт	9 057
64	Термостабилизатор	24,36	ТК 32/ 8.M5-03	шт	9 313
65	Термостабилизатор	27,67	ТК 32/ 9.M5-03	шт	9 637
66	Термостабилизатор	30,29	ТК 32/10.M5-03	шт	9 894
67	Термостабилизатор	32,91	ТК 32/11.M5-03	шт	10 155
68	Термостабилизатор	36,48	ТК 32/12.M5-03	шт	10 589
69	Термостабилизатор	37,79	ТК 32/12,5.M5-03	шт	10 698
70	Термостабилизатор	39,10	ТК 32/13.M5-03	шт	10 841
71	Термостабилизатор	41,92	ТК 32/14.M5-03	шт	13 154
72	Термостабилизатор	44,54	ТК 32/15.M5-03	шт	13 711
73	Термостабилизатор	47,16	ТК 32/16.M5-03	шт	14 109

					Методы повышения устойчивости газонефтепроводов при прокладке их в вечномёрзлых грунтах					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Приложения					
<i>Разраб.</i>								<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>									146	154
<i>Консульт.</i>								ТПУ гр.2БТ72		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко</i>								

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Список требований и объему работ из Технического задания на выполнение работ по температурной стабилизации грунтов

Требования по составу и объему работ (объемы работ приняты по проектной документации, разработанной ООО НПО «Фундаментстройаркос») :

№ пп	Наименование	Ед. изм.	Кол.
Раздел 1. Установка термостабилизаторов			
1	Шнековое бурение скважин диаметром 90 мм и 76 мм станками типа ЛБУ-50 глубиной бурения до 20 мм в грунтах группы: 2	100 м бурения скважин	4,6952
2	Шнековое бурение скважин диаметром 90 мм и 76 мм станками типа ЛБУ-50 глубиной бурения до 20 мм в грунтах группы: 4	100 м бурения скважин	7,8008
3	Долота трехшарошечные типа : Ш76К-ЦВ	шт.	0,46608

4	Долота трехшарошечные типа : Ш93Т-ЦВ	шт.	0,733536
5	Крепление скважины глубиной до 50 м при шнековом бурении трубами: со сварным соединением, группа грунтов по устойчивости 2	10 м закрепленной скважины	72,21
6	Труба обсадная диаметром 89х3,5	м	199,5
7	Труба обсадная диаметром 76х3,5	м	564,3
8	Сварка обсадных труб наружным диаметром: до 168 мм (диаметр 76х3,5)	1 сварка	156
9	Свободный спуск термостабилизаторов с последующим изгибом оребренной части в трубах большого диаметра: при шнековом бурении	10 м	144
10	Термостабилизатор ТК32/11/2,4.М5.000-03	шт.	53
11	Термостабилизатор ТК32/13/2,4.М5.000-03	шт.	29
12	Термостабилизатор ТК32/16/2,4.М5.ГТ-НЖ.000	шт.	30
13	Заполнение раствором пустот между стенкой скважины и телом термостабилизатора	1 м3	4,71
14	Очистка поверхности щетками (мест изгиба термостабилизаторов)	1 м2	2,67
15	Обезжиривание поверхностей аппаратов и трубопроводов диаметром до 500 мм бензином	100 м2	0,0267
16	Огрунтовка металлических поверхностей за один раз: грунтовкой АК-070 (праймером НК-50)	100 м2	0,0267
17	Праймер НК-50	т	0,0001
18	Обертывание поверхности изоляции рулонными материалами насухо (мест изгиба термостабилизаторов)	100 м2	0,0267
19	Лента поливинилхлоридная липкая толщиной 0,4 мм	м2	6,141
20	Транспортные затраты по доставке материалов		
Раздел 2. Установка труб термометрических ТТ57/12,0.00.000 - 4шт.			
21	Копание ям вручную без креплений для стоек и столбов: без откосов глубиной до 0,7 м, группа грунтов 1 (прямки под ЗКТТ)	100 м3 грунта	0,0002

					<i>Приложения</i>	<i>Лист</i>
						147
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

22	Шнековое бурение скважин диаметром 76 мм станками типа ЛБУ-50 глубиной бурения до 20 мм в грунтах группы: 2	100 м бурение скважины	0,1356
23	Шнековое бурение скважин диаметром 90 мм и 76 мм станками типа ЛБУ-50 глубиной бурения до 20 мм в грунтах группы: 4	100 м бурение скважины	0,3376
24	Долота трехшарошечные типа : Ш76К-ЦВ	шт.	0,034483
25	Долота трехшарошечные типа : Ш93Т-ЦВ	шт.	0,010944
26	Крепление скважины глубиной до 50 м при шнековом бурении трубами: со сварным соединением, группа грунтов по устойчивости 2	10 м закрепленной скважины	1,14
27	Труба обсадная диаметром 89х3,5	м	11,4
28	Свободный спуск труб термометрических в трубах большого диаметра: при шнековом бурении с соединением сварным	10 м	4,8
29	Труба термометрическая ТТ57/12,0,00,000	шт.	4
30	Заполнение раствором пустот между стенкой скважины и телом труб термометрической	1 м ³	0,09
31	Монтаж: конструкций защитного корпуса для	1 т конструкций	0,08

	термометрической трубы		
32	Защитный корпус для термометрической трубы ЗКТТ.04.000	м	4

Раздел 3. Монтаж ограждений защитных

33	Шнековое бурение скважин диаметром 100 мм станками типа ЛБУ-50 глубиной бурения до 10 м в грунтах группы: 4 (под стойки защитного ограждения)	100 м бурение скважины	1,26
34	Долота трехшарошечные типа : Ш112ТК3-ЦВ	шт.	0,12096
35	Установка в скважины в мерзлых и вечномёрзлых грунтах стальных свай объемом до 0,2 м3 (стоек из труб. диам. 89)	1 м3 свай	1,49
36	Раствор готовый кладочный цементный марки: 100 (для заполнения скважин)	м3	1
37	Трубы стальные электросварные прямошовные со снятой фаской из стали марок БСт2кп-БСт4кп и БСт2пс-БСт4пс наружный диаметр: 89мм, толщина стенки 3.5 мм (стойки)	м	249,3
38	Монтаж опорных конструкций: для крепления трубопроводов внутри зданий и сооружений массой до 0,1 т (монтаж м/конструкций ограждений защитных)	1 т конструкций	1,22
39	Конструктивные элементы вспомогательного назначения: массой не более 50 кг с преобладанием толстолистовой стали собираемые из двух и более деталей, с отверстиями и без отверстий, соединяемые на сварке	т	0,01
40	Конструктивные элементы вспомогательного назначения: массой не более 50 кг с преобладанием профильного проката собираемые из двух и более деталей, с отверстиями и без отверстий, соединяемые на сварке	т	1,21
41	Очистка поверхности щетками м/конструкций ограждений защитных (надземной и подземной частей)	1 м2 очищаемой поверхности	121
42	Обезжиривание поверхностей аппаратов и трубопроводов диаметром до 500 мм бензином	100 м2 обезжириваемой поверхности	1,21
43	Огрунтовка металлических поверхностей за два раза: грунтовкой АК-070 (подземной части стойки ограждения праймером НК-50)	100 м2 окрашиваемой поверхности	0,36
44	Праймер НК-50	т	0,0202
45	Огрунтовка металлических поверхностей ограждений защитных за два раза: грунтовкой ГФ-021 (надземной части)	100 м2	0,85
46	Окраска металлических огрунтованных поверхностей ограждений защитных за два раза: эмалью ХВ-124	100 м2	0,85

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Техническая характеристика бульдозера-рыхлителя на базе трактора Д9Ж

Наименование, основные параметры	Марка, характеристика
Двигатель: тип	Д 353
мощность, кВт	285
Удельное давление на грунт, кПа	96
Оборудование бульдозера:	
тип	9А
габариты отвала, мм: длина	4870
высота	1303
наибольшее заглубление отвала ниже поверхности гусениц, мм	600
максимальный подъем над поверхностью грунта, м	1520
масса навесного оборудования, кг	6240
Оборудование рыхлителя:	
тип	9Д
количество зубьев	1
максимальная глубина рыхления, мм	890
масса навесного оборудования, кг	5250
Габаритные размеры трактора с навесным оборудованием, мм	
длина	7825
ширина	4870
высота	2800
Масса общая с оборудованием, кг	44200

Техническая характеристика гидравлического одноковшового экскаватора МТП 71 А

Наименование, основные параметры	Марка, характеристика
Экскаватор гидравлический одноковшовый - обратная лопата, ковш с зубьями, вместимостью 0,65 куб.м	МТП 71 А
Двигатель: тип - дизель мощность, кВт	АМ 01 96,5
Скорость передвижения, км/ч	1,7
Размеры гусеничного хода, мм длина ширина	4960 3900
Ширина гусеничной ленты, мм	1200
Длина рукоятки, мм	2990
Наибольшая глубина копания, мм	5800
Наибольший радиус копания, мм	9200
Давление на грунт, кПа	180
Габаритные размеры, мм длина ширина высота	11000 3900 5500
Масса, кг	18500

**Техническая характеристика установки для сушки трубопроводов типа
СТ**

Параметры	СТ 221	СТ 321	СТ 532
Способ сушки	огневой	огневой	огневой
Диаметр трубопровода, мм	168-219	219-325	530
Скорость сушки, м/ч	175	180	400
Температура трубы после сушки К (С)	333 (+60)	333 (+60)	333 (+60)
Тип горелки	механического распыления	эжекционные, сжигающие топливо в газовой фазе	механического распыления
Вид топлива	дизельное	керосин	дизельное
Давление в топливной системе, МПа	самотеком	0,59	0,59
Число печей	1	1	2
Расход топлива, кг/ч	50	60	200
Габаритные размеры, мм: агрегата питания			
длина	3040	3756	3756
Масса, кг	-	808	3917

Инженерно-геологические условия по объекту ППМН

Наименование	Значение
Почвенно-растительный покров, тип/м	0,1
Состав грунтов*	ИГЭ – 2 Глина бурая, буровато-серая легкая пылеватая твердая слабозаторфованная, с включениями гравия до 10%, с прослойками песка, супеси
	ИГЭ – 3 Суглинок бурый, буровато-серый легкий пылеватый твердый с прослоями полутвердого слабозаторфованный, с включениями гравия, гальки и щебня до 10 %, с прослойками песка, супеси, с пятнами ожелезнения
	ИГЭ – 6 Гравийный грунт с супесчаным заполнителем;
	ИГЭ – 8 Супесь желтовато-серая пылеватая твердая слабозаторфованная с прослойками пластичной, с включениями гравия, гальки до 10 %, с прослойками песка, суглинка;
	ИГЭ – 9 Суглинок бурый, буровато-серый тяжелый пылеватый мягкопластичный с примесью органических веществ, с включениями гравия, гальки до 10 %, с прослойками песка, супеси, с пятнами ожелезнения;
	ИГЭ – 12 Суглинок буровато-серый, бурый легкий пылеватый твердый с примесью органических веществ, с включениями щебня, дресвы до 15 %, с пятнами ожелезнения, с прослойками песка, супеси, с редкими включениями аргиллитов;
	ИГЭ – 12э Супесь пылеватая пластичная (элювий)
	ИГЭ – 14 Песок желтовато-коричневый пылеватый средней степени водонасыщения и насыщенный водой плотной с прослойками супеси и суглинка
	ИГЭ – 15 Песок желтовато-коричневый мелкий средней степени водонасыщения и насыщенный водой плотной с прослойками песка пылеватого, суглинка
	ИГЭ – 16 Песок желтовато-коричневый средней крупности средней степени водонасыщения и насыщенный водой плотной
	ИГЭ – 18 Супесь пылеватая щебенистая твердая
	ИГЭ – 18э Супесь пылеватая щебенистая твердая (элювий)
	ИГЭ – 19 Супесь пылеватая щебенистая пластичная
	ИГЭ – 19э Супесь пылеватая щебенистая пластичная (элювий)
	ИГЭ – 25 Суглинок легкий пылеватый твердый
	ИГЭ – 25э Суглинок легкий пылеватый твердый (элювий)
	ИГЭ – 32 Суглинок легкий пылеватый щебенистый твердый
	ИГЭ 32э Суглинок легкий пылеватый щебенистый твердый (элювий)
	ИГЭ – 34 Суглинок легкий пылеватый щебинистый
	ИГЭ – 34 э Суглинок легкий пылеватый щебинистый (элювий)
ИГЭ – 56 Известняк средней прочности плотный выветрелый размягчаемый с прослоями мергеля пониженной прочности	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Приложения

Лист

153

	трещиноватый
	ИГЭ – 51 Известняк прочный плотный выветрелый размягчаемый трещиноватый;
	ИГЭ – 90 Галечниковый грунт насыщенный водой, галька изверженных и метаморфических пород хорошо окатана
	ИГЭ – 105э Дресвяный грунт средней степени водонасыщения (элювий), дресва осадочных пород
	ИГЭ – 120э Щебенистый грунт малой и средней степени водонасыщения (элювий), щебень осадочных пород
	ИГЭ – 128 Щебенистый грунт заполнитель супесь пластичная
	ИГЭ – 128э Щебенистый грунт заполнитель супесь пластичная (элювий)
	ИГЭ – 211 Доломит пониженной прочности размягчаемый выветрелый интенсивно трещиноватый
	ИГЭ – 212 Доломит малопрочный размягчаемый выветрелый интенсивно трещиноватый
	ИГЭ – 213 Доломит средней прочности размягчаемый слабовыветрелый интенсивно трещиноватый
	ИГЭ – 214 Доломит прочный неразмягчаемый слабовыветрелый интенсивно трещиноватый
Уровень грунтовых вод, появление/установившийся, м	Подземные воды на период изысканий (июль – сентябрь 2012 г) на изыскиваемом участке трассы распространены не повсеместно. На днищах ложбин стока, вблизи урезом рек и ручьев подземные воды залегают на глубине от 0,1 до 0,3 м; на склонах ложбин стока на глубине от 0,1 до 4,5 м; на правобережной пойме р.Ангара от 1,8 до 5,8м. Глубина установившегося уровня грунтовых вод – 2,2 м.
Максимальная глубина сезонного промерзания, м	4,61
Максимальная глубина сезонного протаивания (на участках распространения ММГ на береговых участках), м	Участки ММГ отсутствуют
* Категория по сложности разработки по ГЭСН 81-02-01-2001. Примечание – В настоящей таблице применены следующие условные обозначения: ИГЭ – инженерно-геологический элемент; ММГ – многолетнемерзлый грунт.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Приложения

Лист

154