

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Исследование технологий проведения земляных работ при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов в условиях низких отрицательных температур»
УДК 622.692.4.053-049.32-026.656

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Анисимов В. В.		04.06.2020

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Брусник О. В.	к. п. н.		04.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Романюк В. Б.	к.э.н, доцент		02.04.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ООД	Черемискина М. С.	-		11.04.2020

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ	Поздеева Г. П.	к. ф. н., доцент		30.04.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А. В.	д. т. н., доцент		04.06.2020

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По Основной образовательной программе подготовки магистров
по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**
профиль подготовки **«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»**

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	УК-1; УК-2; УК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства</i> , <i>правовые основы</i> –в области интеллектуальной собственности	УК-1; УК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования объектов</i> нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	УК-1; УК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	УК-2; УПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i>	УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	технологических процессов и объектов	
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i>	УК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	УК-1; УК-2; УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"
P11	Организация работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.053" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов".

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

 (Подпись) (Дата) Шадрина А.В.
 (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Анисимову Вячеславу Владимировичу

Тема работы:

«Исследование технологий проведения земляных работ при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов в условиях низких отрицательных температур»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-721с от 28.02.2020 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

22.06.2020 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Объектом исследования в работе является любой участок подземного магистрального нефтепровода в период проведения ремонтных работ в условиях низких отрицательных температур. В данном случае для примера выбран участок МН «Александровское – Анжеро-Судженск» диаметром 1220 мм. Исследуемый объект является опасным производственным объектом. В данной работе рассмотрены технологии проведения земляных работ при капитальном ремонта МН в условиях низких отрицательных температур. Работа направлена на снижение вероятности повреждения МН и тем самым сохранение его надежности. Влияние на окружающую природную среду
---	---

	оказывают возникающие при авариях на МН утечки нефти. В работе выполнен экономический анализ мероприятия снижению вероятности повреждения МН
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	1. провести аналитический обзор литературных источников, посвященных безопасности эксплуатации МН; 2. провести анализ технологий проведения земляных работ при капитальном ремонте МН в условиях низких отрицательных температур; 3. провести расчёт параметров ремонтного котлована при планировании земляных работ; 4. определить продолжительность оттаивания мерзлых грунтов при использовании новой технологии 5. сделать выводы по проделанной работе. Дополнительные разделы: 1. «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение». 2. «Социальная ответственность»; 3. «Иностранный язык»
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Нет

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк Вера Борисовна, доцент ОНД
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент ООД
«Иностранный язык»	Поздеева Галина Петровна, доцент ОИЯ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник Олег Владимирович	к. п. н.		01.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Анисимов Вячеслав Владимирович		01.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Анисимов Вячеславу Владимировичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Расчет сметной стоимости выполняемых работ по оттаиванию мерзлого грунта паровыми иглами и с использованием термоэлектроматов.</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций.</i>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30 %; Налог на добавленную стоимость 20 %.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	<i>Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения нового решения, а именно использования термоэлектроматов для оттаивания мерзлого грунта при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур, сравнительный анализ эффективности использования термоэлектроматов по сравнению с использованием паровых игл.</i>
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	<i>График выполнения работ.</i>
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	<i>Расчет экономической эффективности внедрения нового решения.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Структура затрат на выполнение работ;
2. Линейный календарный график выполнения работ.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.04.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В. Б.	к.э.н, доцент		02.04.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Анисимов Вячеслав Владимирович		02.04.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ81	Анисимову Вячеславу Владимировичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Тема ВКР:

Исследование технологий проведения земляных работ при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов в условиях низких отрицательных температур	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является любой участок подземного магистрального нефтепровода в период проведения ремонтных работ в условиях низких отрицательных температур. Для исследования выбран участок МН «Александровское – Анжеро-Судженск» диаметром 1220 мм. На объекте используются и транспортируются взрывоопасные вещества (нефть). При возникновении аварий на данном объекте возможны большие утечки нефти, что негативно влияет на окружающую среду. Взрыв паров нефти на объекте может стать причиной чрезвычайной ситуации.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Федеральный закон №426 – ФЗ «О специальной оценке условий труда»; – ОР-13.100.00-КТН-082-18. Порядок организации огневых, газоопасных, ремонтных и других работ повышенной опасности на объектах организаций системы «Транснефть».
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Анализ выявленных вредных факторов: – отклонение показателей микроклимата; – повышенная загазованность воздуха рабочей зоны; – физические и нервно-психические перегрузки; – недостаточная освещенность на рабочем месте. Анализ выявленных опасных факторов: – электрический ток; – механические опасности;

	– пожаровзрывобезопасность.
3. Экологическая безопасность:	Анализ воздействий на окружающую среду: – селитебная зона: недостаточные расстояния от жилых зон; – атмосфера: выброс паров нефти; – гидросфера: разлив нефти; – литосфера: загрязнение почвы нефтью;
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС на объекте: – пожар; – взрыв; – стихийные бедствия. Наиболее типичная ЧС на объекте: взрыв, возгорание паров нефти

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.04.2020
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		11.04.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Анисимов Вячеслав Владимирович		11.04.2020

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

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Уровень образования магистратура
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	22.06.2020 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
09.02.2020	<i>Состояние вопроса исследования</i>	10
21.02.2020	<i>Общие сведения об объекте исследования</i>	10
15.03.2020	<i>Анализ технологий проведения земляных работ при капитальном ремонте МН в условиях низких отрицательных температур</i>	20
22.03.2020	<i>Расчёт параметров ремонтного котлована при планировании земляных работ в универсальной среде Microsoft Excel</i>	15
02.04.2020	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
11.04.2020	<i>Социальная ответственность</i>	10
18.04.2020	<i>Иностранный язык</i>	10
30.04.2020	<i>Заключение</i>	5
05.05.2020	<i>Презентация</i>	10
ИТОГО:		100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Брусник О. В.	к. п. н.		01.02.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Шадрина А. В.	д. т. н., доцент		01.02.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 120 страниц, 28 рисунков, 19 таблиц, 47 источника, 1 приложение.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, надежность, капитальный ремонт, безопасная эксплуатация, риск, авария.

Объектом исследования является участок подземного магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» диаметром 1220 мм в период проведения ремонтных работ в условиях низких отрицательных температур.

Цель работы – выбор оптимальной технологии проведения земляных работ в рамках капитального ремонта магистральных нефтепроводов в условиях низких отрицательных температур.

В процессе исследования проводился анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности эксплуатации МН и охране окружающей среды.

В результате исследования был произведен расчёт параметров ремонтного котлована при планировании земляных работ в универсальной среде Microsoft Excel и приведена методика определения продолжительности оттаивания мерзлых грунтов при использовании новой технологии. На основании полученных результатов было выявлено, что использование термоэлектроматов для оттаивания грунта имеет ряд преимуществ, одним из которых является высокий КПД, обеспечивающий сравнительно малый расход электричества даже в очень сильные морозы.

Степень внедрения: исследованный метод оттаивания грунта характеризуется эффективностью и может использоваться при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур .

Область применения: описанный метод оттаивания широко распространен в строительстве при прогреве бетона.

Экономическая эффективность/значимость работы: затраты на оттаивание мерзлого с использованием термоэлектроматов меньше в 3 раза, чем при оттаивании мерзлого грунта паровыми иглами.

В будущем планируется разработка предложений по внедрению и применению термоэлектроматов для оттаивания грунта в рамках проведения капитального ремонта магистральных нефтепроводов в условиях низких отрицательных температур.

					<i>Исследование технологий проведения земляных работ при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов в условиях низких отрицательных температур</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Анисимов В. В.			Реферат	Лит	Лист
Руковод.		Брусник О. В.					10
Консульт.						НИ ТПУ	
Руковод. ООП		Шадрина А. В.				ИШПР	
						ГРУППА	
						2БМ81	

СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей магистерской диссертации применены следующие сокращения:

МН – магистральный нефтепровод;

ТР – текущий ремонт;

СР – средний ремонт;

КР – капитальный ремонт;

РСК – ремонтно-строительная колонна;

ВИС – внутритрубный инспекционный снаряд;

ППР – проект производства работ;

ОСТ – организация системы «Транснефть»;

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;

ЭХЗ – электрохимическая защита;

ГПМ – грузоподъемные машины;

ВТД – внутритрубная диагностика;

ПВХ – поливинилхлорид;

КДМ – клапан дыхательный механический;

					Исследование технологий проведения земляных работ при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов в условиях низких отрицательных температур		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Анисимов В. В.			Сокращения	Лит	Лист
Руковод.		Брусник О. В.					11
Консульт.							Листов
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.				НИ ТПУ	ИШПР
						ГРУППА	2БМ81

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	16
1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ	20
1.1 Особенности мерзлых грунтов	20
1.2 Процессы, происходящие в грунте в период сезонного промерзания и оттаивания	23
2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОВЕДЕНИЯ ЗЕМЛЯНЫХ РАБОТ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ МН В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУР	28
2.1 Виды ремонта магистральных нефтепроводов	28
2.2 Организация земляных работ	44
2.3 Особенности выполнения земляных работ в сложных грунтовых условиях.....	50
2.4 Меры безопасности при выполнении земляных работ	51
2.5 Способы разработки мерзлого грунта.....	55
2.6 Способы оттаивания мерзлого грунта.....	55
2.6.1 Прогрев грунта паровыми иглами	56
2.6.2 Прогрев грунта электродами.....	57
2.6.3 Прогрев грунта термоэлектроматами	60
3 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	65
3.1 Расчет параметров ремонтного котлована	65
3.2 Расчет параметров ремонтного котлована в универсальной среде Microsoft Excel.....	67
3.3 Распределение тепла в грунте при прогреве термоэлектроматами	69
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	72
4.1 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ.....	72
4.2 Расчет сметной стоимости работ	74
4.3 Обоснование эффективности проекта.....	80
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	82

					Исследование технологий проведения земляных работ при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов в условиях низких отрицательных температур		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Анисимов В. В.			Оглавление	Лит	Лист
Руковод.		Брусник О. В.					12
Консульт.						НИ ТПУ	
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.				ИШПР	
						ГРУППА 2БМ81	
						Листов	120

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	83
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	83
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	83
5.2 Производственная безопасность	84
5.2.1 Анализ вредных факторов, возникающих на объекте исследования	85
5.2.2 Анализ опасных факторов, возникающих на объекте исследования	88
5.2.3 Средства индивидуальной и коллективной защиты от воздействия опасных и вредных факторов	91
5.3 Экологическая безопасность	94
5.3.1 Анализ воздействия объекта на селитебную зону	94
5.3.2 Анализ воздействия объекта на атмосферу.....	94
5.3.3 Анализ воздействия объекта на гидросферу	95
5.3.4 Анализ воздействия объекта на литосферу	96
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	99
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	100
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	105
Приложение А	105

ВВЕДЕНИЕ

Надежная работа трубопроводных систем необходима для транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам. Отказы на магистральных трубопроводах наносят не только большой экономический ущерб из-за потерь продукта и нарушения непрерывного процесса производства в смежных отраслях, но могут привести к загрязнению окружающей среды, возникновению пожаров и даже человеческим жертвам.

При транспортировке больших объемов нефти при высоких давлениях необходимо обеспечивать надежность магистральных нефтепроводов и предупреждение отказов, аварий. Естественное старение магистральных нефтепроводов и в связи с этим значительное повышение требований к их экологической безопасности – характерные особенности условий работы трубопроводного транспорта нефти.

При обнаружении дефектов появляется необходимость в обосновании тех или иных способов восстановления работоспособности нефтепровода.

Надежность – свойство объекта сохранять во времени способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования [1].

Статистический анализ аварий нефтегазопроводов показывает, что одной из основных причин снижения надежности стальных трубопроводов являются механические повреждения. Промерзание грунтов в зимнее время сопровождается значительным возрастанием их механической прочности. При проведении земляных работ без предварительного оттаивания грунта возникает вероятность повреждения магистрального нефтепровода. Снижение вероятности повреждения МН и тем самым сохранение его надежности –

					<i>Исследование технологий проведения земляных работ при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов в условиях низких отрицательных температур</i>								
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>									
<i>Разраб.</i>		<i>Анисимов В. В.</i>			<i>Введение</i>				<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О. В.</i>									14	120	
<i>Консульт.</i>									<i>НИ ТПУ</i>				<i>ИШПР</i>
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А. В.</i>							<i>ГРУППА</i>				<i>2БМ81</i>

актуальная проблема на сегодняшний день. Поэтому необходимы новые технологии разработки котлована в зимних условиях, снижающие вероятность повреждения МН.

Целью данной работы является выбор оптимальной технологии проведения земляных работ в рамках капитального ремонта магистральных нефтепроводов в условиях низких отрицательных температур.

Для достижения данной цели ставились следующие задачи:

1. изучение нормативно-технической документации в области эксплуатации магистральных нефтепроводов;
2. анализ технологий проведения земляных работ при капитальном ремонте МН в условиях низких отрицательных температур;
3. разработка предложений по внедрению и применению передовых технологий при капитальном ремонте МН. Данная задача, соответствует трудовому действию профессионального стандарта [2];
4. расчёт параметров ремонтного котлована при планировании земляных работ в универсальной среде Microsoft Excel;
5. определение продолжительности оттаивания мерзлых грунтов при использовании новой технологии.

Объектом исследования в работе является любой участок подземного магистрального нефтепровода в период проведения ремонтных работ в условиях низких отрицательных температур. В данном случае для примера выбран участок МН «Александровское – Анжеро-Судженск» диаметром 1220 мм.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

На территории России протяженность магистральных нефтепроводов составляет более 55 тысяч километров. Проблема обеспечения надежности трубопроводов объективно связана с увеличением риска аварий и отказов. Это ведёт к значительным экономическим потерям и серьезным экологическим последствиям. Решение этой проблемы заключается в разработке эффективной системы предупреждения аварий и отказов как в периоды проектирования и эксплуатации, так и во время капитального ремонта магистральных трубопроводов. Разработка ремонтного котлована является неотъемлемым этапом капитального ремонта магистральных нефтепроводов, но в зимних условиях этот этап становится проблемным и трудоемким [5].

В работе [6] авторами исследовано изменение содержания воды при замерзании грунта. Экспериментальные результаты показывают, что вода при замерзании увеличивается в объеме и оказывает давление на смежные частицы грунта. Это приводит к значительному возрастанию его механической прочности, так как лед, образующийся в порах грунта, одновременно выполняет функции связующего вещества. Наибольшую твердость при замерзании приобретают глинистые грунты, наиболее насыщенные влагой. Трудоемкость извлечения мерзлого грунта крайне велика по причине его значительной механической прочности.

По продолжительности нахождения грунта в мерзлом состоянии авторы работы [7] классифицируют его на:

- искусственно замороженный;
- сезонно замороженный (в зимних условиях);
- вечно мерзлый (вечная мерзлота).

					<i>Исследование технологий проведения земляных работ при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов в условиях низких отрицательных температур</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Анисимов В. В.</i>			Обзор литературы	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О. В.</i>					16
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ	
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А. В.</i>				ИШПР	
						ГРУППА	2БМ81

Также авторами установлено, что прочность мерзлого грунта является одной из самых важных аспектов механики мерзлых грунтов. Увеличение прочности грунта при замерзании описывается нелинейной зависимостью. В инженерном проектировании, прочность используется для оценки несущей способности мерзлого грунта, что в свою очередь позволяет определить коэффициент надежности газонефтепроводов [8].

Работа [9] посвящена анализу взаимодействия «труба – мерзлый грунт». Результатом анализа является то, что замерзание грунта препятствует нормальной работе трубопроводов и может привести к их разрушению. Эта проблема особенно актуальна для подземных трубопроводов в мерзлых грунтах с высоким содержанием воды. Традиционным объяснением этого явления является архимедова сила.

Вопросы взаимодействия сооружений с грунтом, методы обеспечения их надежности в слабых и сильнодеформируемых грунтах, поведение грунтов при приложении к ним различных нагрузок, а также механики переувлажненных и мерзлых грунтов изложены в работе П.П. Бородавкина [10].

Основные сведения о природе грунтов, показателях их физических и механических свойств, а также напряженно-деформированное состояние и закономерности поведения грунтов под нагрузками изучено в работе С.Б. Ухова, В.В. Семенова, В.В. Знаменский и др [11].

Свойства замороженных грунтов изучаются в работах Вялова С.С., Плющинского В.Г., Городецкого С.Э. Сделаны соответствующие выводы о том, что характеристики прочности и деформации грунта зависят от строения, состава, температуры, уровня напряжения и времени воздействия нагрузки [12].

Подробная характеристика торфов, болот, особенностей поведения торфяной залежи, применительно к сооружениям на болотах трубопроводов и других объектов транспорта нефти и газа, а также результаты экспериментальных исследований по определению сопротивления грунта продольно-поперечным перемещениям трубы в условиях болот и обводненных

					Обзор литературы	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

грунтов представлены в работе Л.А. Димова [13].

Существующие виды ремонта магистральных нефтепроводов приведены в руководящем документе компании ПАО «Транснефть» [15].

Существующие способы разработки ремонтного котлована в зимних условиях (при промерзании грунта) приведены в ведомственных строительных нормах [27]. Особое внимание уделяется способу разработки, максимально снижающему вероятность повреждения магистральных нефтепроводов – оттаивание грунта с последующей его выемкой.

В работе [28] предложен новый метод расчета оттаивания грунтов посредством СВЧ-нагрева, основанный на редукции исходной краевой задачи к эквивалентному нелинейному интегральному уравнению минимальной размерности. Особенностью метода является использование функции времени фазового перехода в качестве основной неизвестной функции. Данная параметризация является эффективным вычислительным приемом, позволяющим значительно упростить метод решения.

Технология и организация земляных работ при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов и указания по расчету параметров ремонтного котлована при планировании земляных работ приведены в руководящем документе компании ПАО «Транснефть» [29].

Компания «Импульс», существующая более десяти лет под торговым знаком «ФлексиХИТ», разрабатывает и производит на собственном предприятии уникальные системы инфракрасного обогрева на основе разработанного специалистами резистивного материала, работающего на основе запатентованной фирмой технологии. Одним из продуктов «ФлексиХИТ» являются термоэлектроматы для прогрева грунта, создающие стабильный тепловой поток и оборудованные термовыключателями для поддержания постоянной температуры. Их использование могло бы стать новым техническим решением при разработке ремонтного котлована в зимних условиях.

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

Новосибирским государственным архитектурно-строительным университетом (СИБСТРИН) проведено исследование работы термоэлектроматов (ТЭМС) «ФлексиХИТ» и составлена номограмма для определения ориентировочной продолжительности оттаивания мерзлых грунтов при известных значениях глубины промерзания, температуры воздуха, типа грунта и средней температуры обогрева.

Компанией «ФлексиХИТ» проведено исследование распределения тепла в грунте [30].

					Обзор литературы	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Особенности мерзлых грунтов

Почти на всей территории России температура воздуха зимой опускается ниже 0 °С. Январь – самый холодный месяц на большей части территории России (рисунок 1.1) [3].



Рисунок 1.1 – Средняя месячная температура января в России

В результате действия отрицательных температур грунт начинает промерзать, превращаясь в мерзлый или вечномерзлый, оставшийся в таком состоянии в течение многих лет.

Обычно слой грунта на поверхности ежегодно промерзает и оттаивает, такой слой называется деятельным или слоем сезонного промерзания и

					Исследование технологий проведения земляных работ при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов в условиях низких отрицательных температур			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Анисимов В. В.			Общая часть	Лит	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О. В.					20	120
Консульт.						НИ ТПУ ИШПР		
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.				ГРУППА 2БМ81		

оттаивания, так как в нем происходят интенсивные процессы, а также проектируются объекты человеческой жизнедеятельности.

Различают следующие деятельные слои [4]:

- перелетки (рисунок 1.2, а), образующиеся в виде слоя мерзлого грунта с небольшой толщиной, появляющиеся при изменении температуры ниже среднегодовой или изменении местных условий промерзания;
- сливающиеся деятельные слои (рисунок 1.2, б), образуются при промерзании грунта до верхней границы вечномерзлого грунтового слоя;
- несливающиеся деятельные слои (рисунок 1.2, в) образуются, когда грунт не промерзает до верхней границы вечномерзлого грунтового слоя.

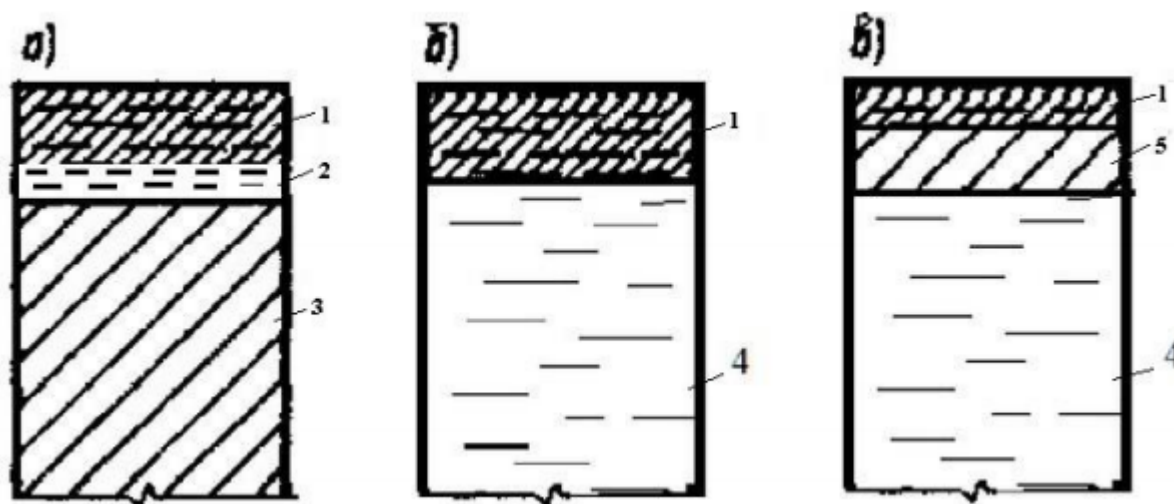


Рисунок 1.2 – Схема расположения слоев грунта:

1 – деятельный слой; 2 – перелеток; 3 – талый грунт; 4 – вечномерзлый грунт; 5 – слой талого грунта

Формы залегания и характер распространения вечномерзлых грунтов определяются местными условиями в значительной степени промерзанием и среднегодовой температурой воздуха. В одном и том же районе этот слой может, как встречаться так и не встречаться, что вызывает ряд специфических осложнений, значительно влияющих на сроки эксплуатации объекта. При рассмотрении районов, с юга в направлении на север увеличивается мощность слоя вечномерзлого грунта, которая может достигать в северных районах до несколько сотен метров (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Толщина вечномёрзлого грунта

Зона распространения	Средняя толщина слоя, м	Температура на глубине 10 м, °С	Глубина сезонного оттаивания, м
Арктическая	600	от 9 до 10	0,7
Субарктическая	350	от 3 до 5	1
Умеренно-холодная	250	от 1 до 3	1,5
Южная	10	от 0 до -1	3 и более

Вечномёрзлые и мерзлые грунты могут иметь слитную, слоистую и ячеисто - морозную (криогенную) текстуру (рисунок 1.3).

Грунты со слитной морозной структурой (рисунок 1.3, а) содержат в себе преимущественно лед – цемент без больших включений, но редко имеются незначительные включения льда в гнездообразном виде. Такую структуру имеют грунты с крупнообломочных, гравелистых пород и всех видов песков, кроме пылеватых. При малой влажности пылевато-глинистые грунты могут обладать слитной текстурой [5].

Слоистой морозной структурой (рисунок 1.3, б) могут обладать пылевато-глинистые грунты и пылеватые пески, находящиеся в вечномёрзлом состоянии. Такие структуры встречаются в частности в верхних слоях вечномёрзлых грунтов до глубины 15-25 м и реже на больших глубинах. Слоистая текстура образуется в ходе промерзания сильно увлажнённых грунтов и вод, мигрирующих с нижних водоносных горизонтов, поэтому данная текстура имеет низкие показатели надёжности при строительстве.

Ячеисто - морозная текстура (рисунок 1.3, в) встречается при промерзании пылевато-глинистых грунтов при сильно увлажнённом состоянии, а также при свободном подтоке воды.

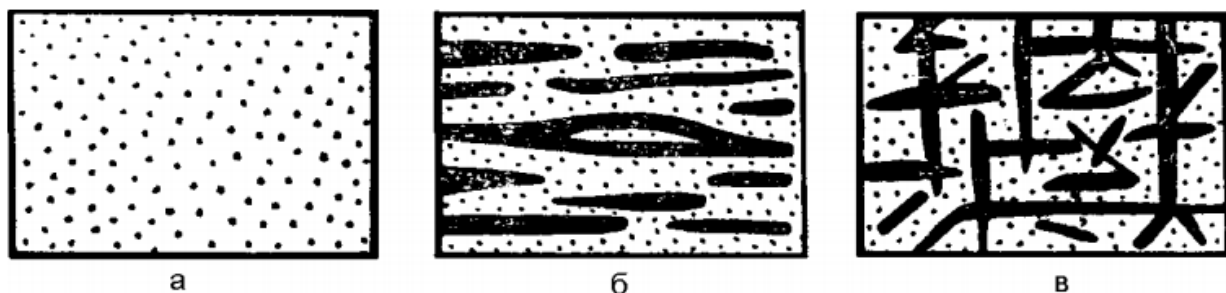


Рисунок 1.3 – Морозные структуры грунта

Следует отметить, что количество льда в мерзлом грунте оказывает значительное влияние на его строительные показатели, так как из-за линз и прослоек льда текстура мерзлого грунта неоднородна, и его механическая прочность уменьшается [6].

1.2 Процессы, происходящие в грунте в период сезонного промерзания и оттаивания

В период сезонного промерзания и оттаивания в грунте могут происходить следующие процессы [7]:

- значительные варьирования температур;
- промерзание и оттаивание;
- морозные пучения;
- формирования морозобойных трещин;
- миграция воды к границе промерзания;
- миграция воды под действием гидравлического давления;
- солифлюкция (сползание грунта по склонам);
- оползни.

Разность температур на глубине слоя 1 и слоя вечномерзлого грунта 2 (рисунок 1.4) легко зафиксировать, измеряя температуру в скважине на разных глубинах в течение года. Верхние слои имеют самую наибольшую разность температур. С углублением разность уменьшается, а температура ниже

границы 3 неизменна. Эту границу называют границей нулевых амплитуд сезонных колебаний температур [8].

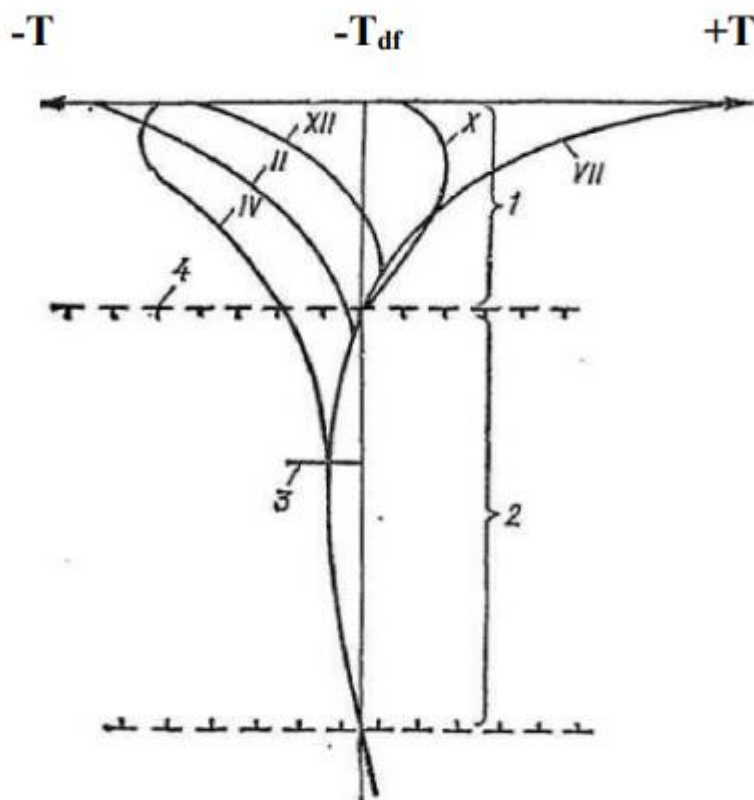


Рисунок 1.4 – График температурного распределения в пределах толщины деятельного слоя сливающегося типа

Грунт преимущественно промерзает сверху, а график колебаний температур показывает ход промерзания и оттаивания слоев, залегающих выше границы оттаивания 4.

В ходе промерзания некоторых переувлажненных грунтов могут происходить процессы в виде морозного пучения, которые сопровождаются увеличением объема воды при переходе ее в лед и перемещении из нижних слоев к фронту промерзания [9].

В случае если верхний деятельный слой грунта не промерзает до верхней образующей вечномерзлого слоя, то морозное пучение может иметь значительное влияние на конструкции, расположенные в пределах его интенсивного воздействия. В ходе промерзания эти конструкции поднимаются

вверх силами пучения, а весной же они не могут опуститься вниз вместе с проседающим грунтом, который оттаивает сверху, и удерживается не оттаявшей частью деятельного слоя, и слоем вечномерзлого грунта. Следствием этого является выпучивание заглубленных в грунт конструкций.

Надмерзлотные грунтовые воды, перемещаются обычно только при наклонной местности, и приурочены к слоям песка, супесям и других хорошо фильтрующих грунтов, а при деятельном слое несЛИвающегося типа, могут находиться в слое талого грунта. Такие воды существенно влияют на миграцию влаги к фронту промерзания и оказывают содействие на формирование морозного пучения грунтов в деятельном слое [10].

Межмерзлотные и подземные воды, находясь между двух слоев вечномерзлого грунта, обычно способствуют формированию путей выхода подмерзлотных вод на поверхность земли или в слой сезонных протаиваний и промерзаний.

Наличие подземных вод создает условия для образования поверхностных наледей на наклонной плоскости (рисунок 1.5). Например, если грунт, под дорогой 1 промерзает раньше до верхней образующей вечномерзлого грунта 4, чем на остальной территории, то в слое 2 будет скапливаться вода, а в слое 3 под действием давления промерзший слой может быть сломан и приподнят в слабом месте. После этого вода начнет выходить через образовавшуюся трещину, формируя грунтовую наледь 5. В некоторых случаях не происходит разрыв промерзшего слоя, но он поднимается вверх, образуя холм из слоев льда [11].

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

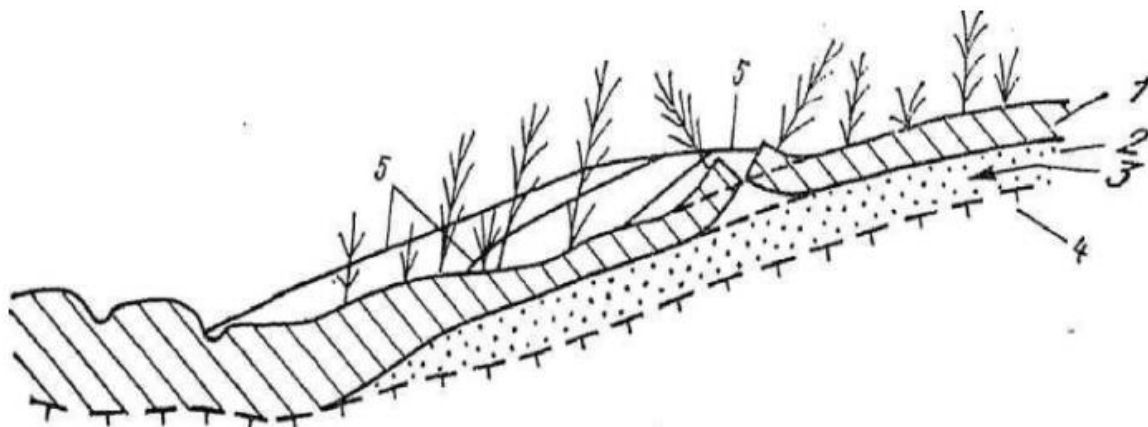


Рисунок 1.5 – Схема грунтового образования наледи на наклонной местности:
 1 – слой промерзшего грунта; 2 – непромерзший водоносный слой грунта; 3 –
 грунтовые воды перемещающиеся по склону; 4 – слой вечномерзлого грунта; 5
 – образование грунтовой наледи

В верхней части промерзшего слоя температура грунта сильно понижается, и небольшое опускание поверхности грунта сверху вниз приводит к возникновению в нем напряжений растяжения по горизонтали [12]. Под воздействием напряжений формируются морозобойные трещины в грунте. Их образованию способствует изгиб промерзшего слоя, так как в верхней части он сжимается в результате действия отрицательных температур (ниже чем у границы промерзания). В результате указанных причин образования в промерзшем слое трещины имеют небольшую ширину раскрытия, а по мере понижения температурного режима они развиваются, что особенно неблагоприятно воздействует на линейные сооружения (трубопроводы, подземные кабели и др.) и в конечном итоге приводит к их разрушению.

Солифлюкция происходит в условиях пучинистых грунтов в ходе медленного сползания грунта по склону. Причиной процесса образования является поднятие грунта, расположенного на поверхности земли при промерзании, например, из точки А в точку В (рисунок 1.6) и опускание в ходе оттаивания под действием сил гравитации по наклонной вертикали вниз (из точки В в точку С).

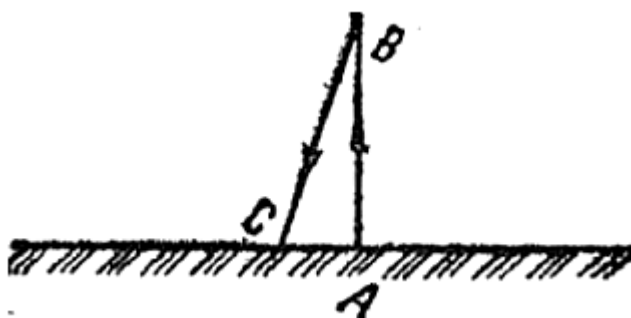


Рисунок 1.6 – Перемещение частиц грунта, на поверхности откоса

В результате поднятия и опускания частиц грунта за один год частицы с точки А перемещаются в точку С. Абсолютно идентичная картина будет наблюдаться так же по всему склону поверхности грунта. Если частицы грунта расположены на некоторой глубине, то также наблюдается перемещение, но с меньшей интенсивностью. Это ведет к временному уменьшению перемещений грунта по склону по мере углубления. Линейные сооружения, прокладываемые на склонах испытывают негативное воздействие солифлюкции [13].

Кроме солифлюкции, на откосах крутизной 1:1,5 и 1:2, весной наблюдается образование поверхностных оползней [14]. При промерзании грунтов происходит перемещение влаги в его верхние слои в результате чего верхняя часть переувлажняется. Переувлажненные грунты в процессе оттаивания с легкостью сползают по слою еще мерзлого грунта. Это объясняется наличием линз льда, по направлению, совпадающим с направлением откоса.

В районах распространения вечномерзлых грунтов в пределах деятельного слоя протекает одновременно несколько процессов, таким образом, их необходимо учитывать для принятия проектных решений при строительстве.

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

2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОВЕДЕНИЯ ЗЕМЛЯНЫХ РАБОТ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ МН В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУР

2.1 Виды ремонта магистральных нефтепроводов

Существуют следующие виды ремонта магистральных нефтепроводов [15]:

1) Текущий ремонт

Работы, производимые при ТР магистральных нефтепроводов, носят характер осмотров и мелких исправлений, обследований технического состояния трубопровода, подготовительных работ к эксплуатации трубопровода в осенне-зимний период, в период весеннего половодья, а также периодическая очистка внутренней полости трубопровода от отложений. Текущий ремонт, как правило, характеризуется отсутствием работ по восстановлению стенки трубы и изоляции, производится без остановки перекачки по трубопроводу [16].

Работы по текущему ремонту трубопроводов выполняются по плану-графику, составляемому нефтепроводным управлением, линейным обходчиком и ремонтно-восстановительной бригадой.

Для выполнения работ по обслуживанию и ремонту линий связи и средств электрозащиты привлекаются работники соответствующих служб.

2) Средний ремонт

К этому виду ремонта магистральных нефтепроводов относятся работы, проводимые в плановом порядке, по восстановлению линейной арматуры и оборудования, ремонту линии связи и средств электрозащиты с частичной

					<i>Исследование технологий проведения земляных работ при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов в условиях низких отрицательных температур</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Анисимов В. В.</i>			<i>Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О. В.</i>					28	120
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ ИШПР		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А. В.</i>				ГРУППА 2БМ81		

заменой вышедших из строя приборов, очистке внутренней полости трубопровода с целью доведения его пропускной способности до проектной с одновременной модернизацией камер пуска и приема, обследованию и ремонту водных переходов. СР характеризуется малыми объемами вскрытия трубы, отсутствием ремонта самого трубопровода (подземной магистрали), как правило, производится в летний период года по заранее составленной дефектной ведомости [17].

Для производства некоторых видов работ при среднем ремонте планируется остановка перекачки.

3) Капитальный ремонт

КР магистральных нефтепроводов характеризуется большими объемами производимых работ, связан с вскрытием трубопровода, производится в плановом порядке на основании сведений об авариях и повреждениях и обследовании технического состояния участков трубопровода, намечаемых для ремонта [18].

Капитальный ремонт выполняется на основании специально составленной проектно-технической и сметной документации.

По характеру выполняемых работ капитальный ремонт в свою очередь делится на три вида:

Капитальный ремонт с заменой изоляции. Производится при необходимости замены пришедшей в негодность изоляции с восстановлением (при необходимости) несущей способности стенки трубопровода. Может производиться без остановки перекачки продукта по трубопроводу. Полностью снимается старая изоляция, накладывается новая [19].

Ремонт с заменой изоляционного покрытия производится следующими способами:

- с подъемом трубопровода в траншею для нефтепроводов диаметрами от 219 до 720 мм;
- с подъемом и укладкой трубопровода на лежки в траншею для

					Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нефтепроводов диаметрами от 219 до 720 мм;

- без подъема трубопровода с сохранением его положения для нефтепроводов диаметром от 820 до 1220 мм.

Способ ремонта с подъемом трубопровода в траншее

Технологические операции выполняются в следующей последовательности (рисунок 2.1):

- уточнение положения трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал и планировка полосы трассы в зоне движения РСК;
- разработка траншеи до нижней образующей трубопровода;
- предварительный осмотр технического состояния трубопровода, определение мест расположения дефектов, обнаруженных ВИС и другими методами, и ремонт их при необходимости;
- подъем трубопровода;
- очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
- нанесение нового изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода на дно траншеи;
- присыпка трубопровода и засыпка траншеи минеральным грунтом;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

					Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

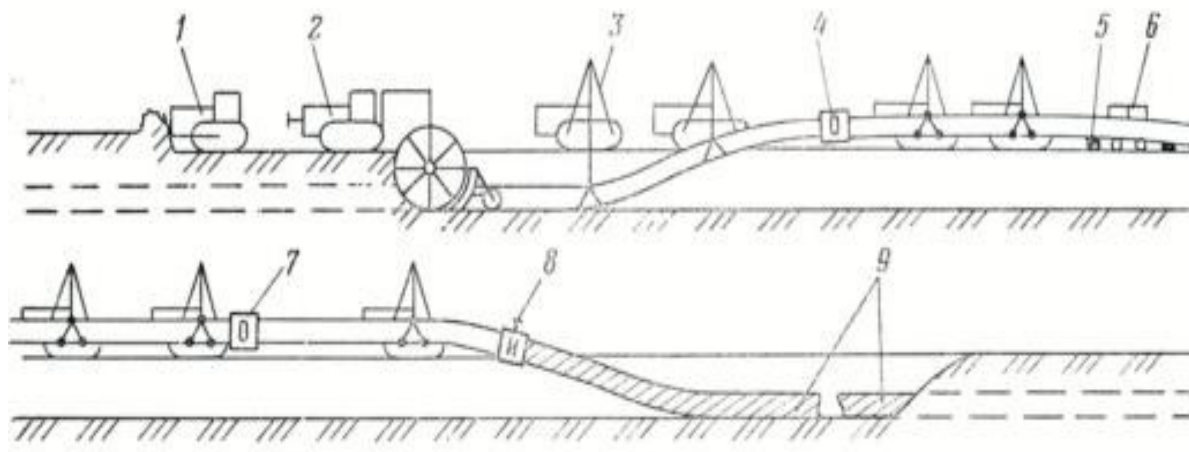


Рисунок 2.1 – Схема расстановки машин и механизмов при ремонте с подъемом трубопровода в траншее:

1 – бульдозер; 2 – вскрышной многоковшовый экскаватор; 3 – трубоукладчик; 4 – очистная машина; 5 – лежки на бровке траншеи; 6 – передвижные сварочные установки; 7 – очистная машина; 8 – изоляционная машина; 9 – отремонтированный участок трубопровода.

Способ ремонта с подъемом и укладкой трубопровода на лежки в траншее

Технологические операции выполняются в следующей последовательности (рисунок 2.2):

- уточнение положения трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал и планировка ремонтной полосы в зоне движения РСК;
- разработка траншеи до нижней образующей трубопровода;
- предварительный осмотр технического состояния трубопровода, определение мест расположения дефектов, обнаруженных ВИС и другими методами, и ремонт их при необходимости;
- подъем трубопровода;
- очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода на лежки в траншее;

- выполнение работ по устранению дефектов стенки трубы, на участке, уложенном на лежки;
- подъем трубопровода;
- повторная очистка трубопровода;
- нанесение нового изоляционного покрытия; укладка трубопровода на дно траншеи;
- присыпка трубопровода и засыпка траншеи минеральным грунтом.

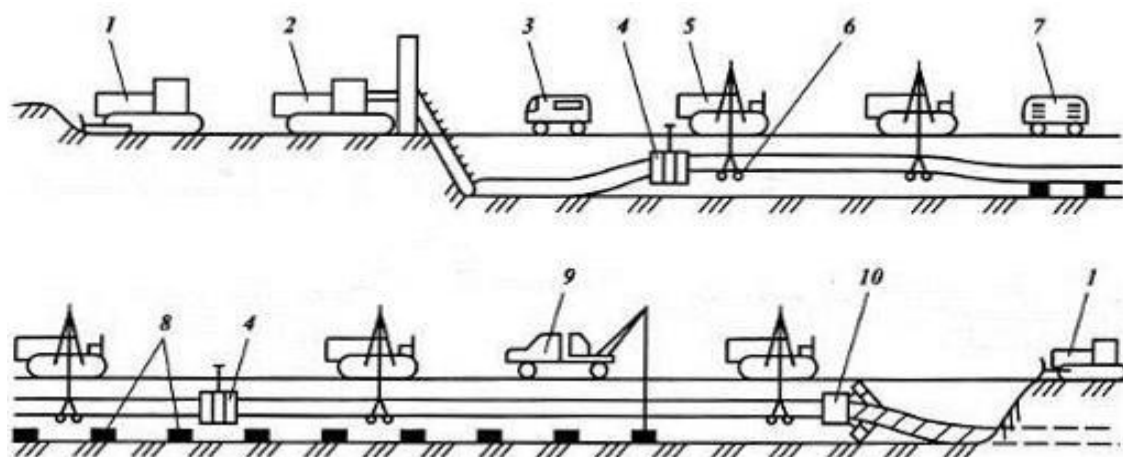


Рисунок 2.2 – Схема расстановки машин и механизмов при ремонте с подъемом и укладкой трубопровода на лежки в траншее:

1 – бульдозер; 2 – вскрышной многоковшовый экскаватор; 3 – передвижная дефектоскопическая лаборатория; 4 – очистная машина; 5 – трубоукладчик 6 – троллейная подвеска; 7 – передвижная электростанция; 8 – лежки (крепипопоры); 9 – автомобильный кран; 10 – изоляционная машина.

Способ ремонта без подъема трубопровода с сохранением его положения

Технологические операции выполняются в следующей последовательности (рисунок 2.3):

- уточнение положения трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал, планировка ремонтной полосы в зоне движения РСК;

- вскрытие трубопровода с разработкой боковых траншей ниже нижней образующей трубопровода;
- предварительный осмотр технического состояния трубопровода, определение мест расположения дефектов, обнаруженных ВИС и другими методами, и ремонт их при необходимости;
- разработка грунта под трубопроводом;
- очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия; осмотр и выявление дефектов на очищенном участке;
- выполнение работ по ремонту дефектов стенки трубы;
- нанесение нового изоляционного покрытия;
- присыпка с подбивкой грунта под трубопровод на участках, определенных проектом производства работ (ППР) и засыпка траншеи;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

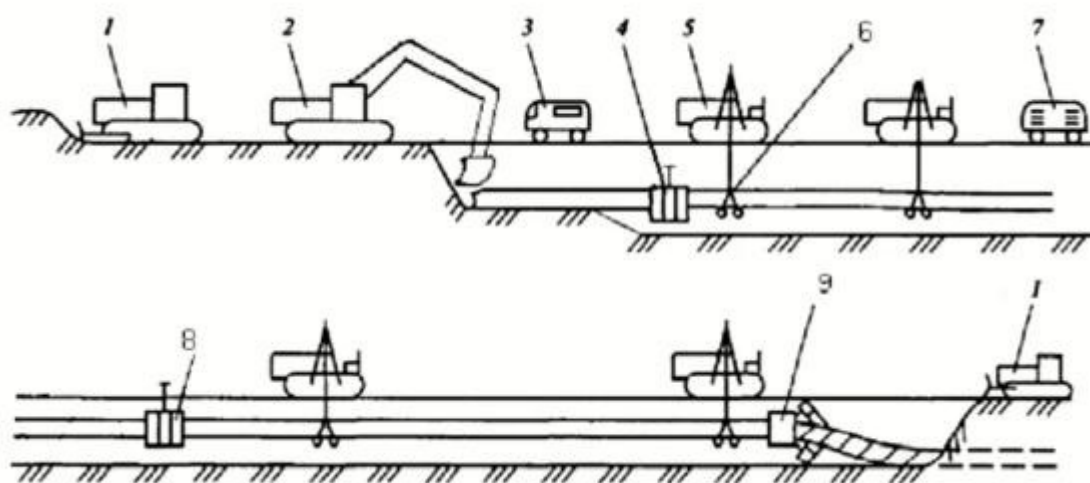


Рисунок 2.3 – Схема расстановки машин и механизмов при ремонте без подъема трубопровода с сохранением его положения:

- 1 – бульдозер; 2 – вскрышной одноковшовый экскаватор; 3 – передвижная дефектоскопическая лаборатория; 4 – подкапывающая машина; 5 – трубоукладчик, 6 – троллейная подвеска; 7 – передвижная электростанция; 8 – очистная машина; 9 – изоляционная машина.

Ремонт трубопроводов с заменой изоляции в зимнее время рекомендуется проводить в три этапа:

Этап 1. Работы, выполняемые в теплое время года (до промерзания грунта):

- уточнение положения трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал, планировка ремонтной полосы в зоне движения РСК;
- безотвальная вспашка или рыхление зоны разработки траншеи;
- восстановление оси трассы трубопровода.

Этап 2. Работы, выполняемые в зимнее время:

- очистка от снега зоны разработки траншеи и зоны прохода ремонтной техники на суточный объем выполнения ремонтных работ;
- разработка траншеи и очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
- выполнение ремонтно-восстановительных работ;
- укладка трубопровода на дно траншеи, присыпка его и засыпка траншеи минеральным грунтом при ремонте подъемом или присыпка с подбивкой грунта под трубопровод на участках, определенных ППР и засыпка траншеи минеральным грунтом при ремонте без подъема (с сохранением положения).

Этап 3. Работы, выполняемые после оттаивания отвалов грунта:

- планирование зоны засыпки траншеи;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

Капитальный ремонт с восстановлением стенки трубы (выборочный ремонт). Производится ремонт участков трубопроводов с опасными и потенциально-опасными дефектами стенки, выявленными при обследовании внутритручными инспекционными снарядами (ВИС), а также ремонт сложных участков (мест пересечений с наземными и подземными коммуникациями и участков, примыкающих к узлам линейной арматуры). В

					Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

зависимости от технического состояния трубопровода может производиться без остановки перекачки после снижения рабочего давления или с кратковременной остановкой на время подъема трубопровода [20].

На основании результатов оценки технического состояния планируются следующие виды ремонта или реконструкции трубопровода:

а) ремонт коротких участков с вырезкой дефектных мест или труб с монтажом катушек или секций труб;

б) выборочный ремонт коротких участков трубопровода с ремонтом стенки трубы и сварочных швов с восстановлением несущей способности труб (ремонт без вырезки) и заменой изоляции.

Каждому виду ремонта должен соответствовать метод (технология) ремонта, который устанавливается нормативным документом.

Планирование очередности работ по ремонту и предотвращению возможных разрушений трубопровода проводится в зависимости от характера и степени опасности дефектов, с учетом технического состояния трубопровода.

Выборочный капитальный ремонт участков трубопровода с дефектами, подлежащими удалению, должен выполняться путем замены дефектного участка на новый в соответствии с действующими нормативными документами.

Выборочный капитальный ремонт без остановки перекачки нефти (восстановление или усиление стенки трубы, монтаж ремонтных конструкций) может выполняться при давлении не более 2,5 МПа без подъема трубопровода, с сохранением его положения в траншее, согласно требованиям нормативных документов для конкретного метода ремонта.

Технологические операции при выполнении выборочного ремонта без остановки перекачки производятся в следующей последовательности:

- уточнение положения трубопровода;
- уточнение границ ремонтируемого участка;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал;

					<i>Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур</i>	<i>Лист</i>
						35
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- вскрытие трубопровода с разработкой траншеи ниже нижней образующей трубы;
- разработка грунта под трубопроводом (с грунтовыми опорами или без них);
- очистка трубопровода от старого изоляционного покрытия;
- визуальный осмотр дефектного участка трубопровода, при необходимости дополнительный контроль физическими методами;
- выполнение работ по ремонту дефектных мест (восстановление или усиление стенки трубы, монтаж ремонтных конструкций);
- нанесение изоляционного покрытия и контроль его качества;
- присыпка с подбивкой грунта под трубопровод и засыпка траншеи;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

При выполнении ремонта с заменой "катушки" или трубы необходимо выполнить следующие технологические операции:

- вскрытие дефектного участка трубопровода;
- разработка ремонтного котлована и, при необходимости, котлована для сбора нефти;
- врезка отводов в ремонтируемый и параллельный (если имеется) нефтепроводы для откачки нефти;
- остановка перекачки и отсечение ремонтируемого участка задвижками;
- опорожнение ремонтируемого участка от нефти путем закачки ее в параллельный нефтепровод, откачки в мягкие резервуары или в котлован для сбора нефти;
- вырезка дефектной "катушки" (трубы);
- герметизация внутренней полости нефтепровода;
- подготовка концов нефтепровода под монтаж и сварку;
- подготовка и подгонка новой «катушки» (трубы) по месту;

					Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- прихватка и вварка «катушки» в нефтепровод;
- подключение отремонтированного участка и возобновление перекачки;
- обратная закачка нефти из емкостей или котлована;
- очистка и изоляция нефтепровода;
- засыпка отремонтированного участка нефтепровода, котлована для сбора нефти;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

Капитальный ремонт с заменой труб. Производится при износе стенки трубопровода на значительном протяжении. Трубы заменяются только с разрешения вышестоящей организации по представлении краткой характеристики технического состояния участка нефтепровода. Производится с остановкой перекачки на время врезки новых участков трубы [21].

При частичной замене трубы работы производятся ремонтно-строительным управлением с привлечением ремонтно-восстановительной бригады; при замене больших участков трубопровода специализированной строительно-монтажной организацией по техническим условиям на сооружение магистральных трубопроводов.

К этому же виду ремонта относятся работы по модернизации и переносу трубопровода для обхода каких-либо объектов и населенных пунктов, очистка внутренней полости трубопровода при подготовке его к перекачке другого вида продукта.

Как уже было сказано, разработка ремонтного котлована является неотъемлемым этапом капитального ремонта магистральных нефтепроводов, но в зимних условиях этот этап становится проблемным и трудоемким.

Ремонт с заменой труб производится следующими способами:

- путем укладки в совмещенную траншею вновь прокладываемого участка трубопровода рядом с заменяемым с последующим демонтажом последнего;

					Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур	Лист 37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- путем укладки в отдельную траншею, в пределах существующего технического коридора коммуникаций, вновь прокладываемого участка трубопровода с последующим вскрытием и демонтажом заменяемого;
- путем демонтажа заменяемого трубопровода и укладки вновь прокладываемого трубопровода в прежнее проектное положение.

Укладка вновь прокладываемого участка трубопровода в совмещенную траншею рядом с заменяемым

Укладку нового трубопровода в совмещенную траншею рядом с заменяемым применяют в случаях, когда:

- разработка отдельной траншеи из-за стесненных условий невозможна, при этом замене подлежит участок значительной протяженности, а остановка работающего трубопровода на значительное время недопустима из-за его большой загруженности;
- при любой загруженности нефтепровода, если по нему прокачивается высококачественная нефть, имеющая специфические свойства, не заменяемая другой нефтью для потребителя, или если нефтепровод является основной транспортной магистралью для поставки нефти нефтеперерабатывающим заводам, перевалочной нефтебазе и наливным пунктам.

Технологические операции при ремонте таким способом выполняются в два этапа.

На первом этапе работы выполняются в следующей последовательности:

- уточнение положения трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал;
- разработка совмещенной траншеи;
- планировка отвала грунта со стороны движения ремонтно-

					Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур	Лист 38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

строительной колонны (РСК);

- сварка одиночных труб в секции на трубосварочной базе;
- вывоз секций труб на трассу и раскладка их на бровке траншеи;
- сварка секций труб в нитку (допускается сварка одиночных труб в нитку на бровке траншеи);
- очистка, нанесение изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода в траншею;
- частичная засыпка уложенного трубопровода грунтом;
- очистка внутренней полости трубопровода;
- испытание на прочность и герметичность;
- подключение электрохимзащиты;
- отключение заменяемого и подключение (врезка) нового участка к действующему трубопроводу.

На втором этапе работы выполняются в следующей последовательности:

- опорожнение, промывка заменяемого трубопровода;
- подъем, очистка от старого изоляционного покрытия и укладка трубопровода на бровку траншеи;
- резка трубопровода на части;
- транспортирование труб к месту складирования;
- засыпка траншеи минеральным грунтом;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

Учитывая, что обычно замене таким способом подлежат участки значительной протяженности и этот процесс длительный, занимающий иногда полностью весь ремонтный сезон, а демонтаж заменяемого участка трубопровода возможен только после подключения вновь построенного участка в работу, фактически демонтаж осуществляется на следующий год, а иногда через много лет после отключения.

Поэтому расстояние между новым участком трубопровода и участком,

					Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур	Лист 39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

подлежащим демонтажу, должно быть таким, чтобы при работах по вскрытию заменяемого участка и его демонтажу не повредить действующий трубопровод. Это расстояние определяется в зависимости от способа демонтажа и применяемой техники.

При необходимости повторного использования труб, для демонтажа трубопровода диаметром до 377 мм включительно в грунтах естественной влажности достаточно вскрыть трубопровод чуть более половины диаметра, при диаметрах 530-820 мм – до низа трубы, а при диаметрах 1020-1220 мм – ниже низа трубы с частичным подкопом с одной или с обеих сторон.

По мере демонтажа и вывозки демонтированных труб с трассы необходимо немедленно производить засыпку траншеи.

Укладка вновь прокладываемого участка трубопровода в отдельную траншею

При капитальном ремонте с заменой труб путем укладки вновь прокладываемого трубопровода в отдельную траншею в пределах существующего технического коридора коммуникаций технологические операции выполняются в два этапа.

На первом этапе работы выполняются в следующей последовательности:

- закрепление трассы вновь прокладываемого трубопровода на местности;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал, планировка полосы трассы в зоне движения РСК;
- сварка одиночных труб в секции на трубосварочной базе;
- вывоз секций труб на трассу и раскладка их вдоль будущей траншеи;
- сварка секций труб в нитку (допускается сварка одиночных труб в нитку на бровке траншеи);

					Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур	Лист 40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- разработка траншеи;
- очистка, нанесение и контроль качества изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода в траншею;
- присыпка трубопровода и засыпка траншеи минеральным грунтом;
- очистка внутренней полости трубопровода;
- испытание на прочность и герметичность;
- подключение электрохимзащиты;
- отключение заменяемого и подключение (врезка) нового участка к действующему нефтепроводу;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

На втором этапе работы выполняются в следующей последовательности:

- уточнение положения заменяемого трубопровода;
- опорожнение, промывка отключенного участка трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы и перемещение его во временный отвал;
- вскрытие трубопровода до нижней образующей;
- подъем, очистка от старого изоляционного покрытия и укладка трубопровода на бровку траншеи;
- засыпка траншеи минеральным грунтом;
- резка трубопровода на части;
- транспортировка труб к месту складирования;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

В процессе ремонта необходимо принять такую схему перемещения и размещения технических средств, которая позволяет сохранить существующие коммуникации и обеспечить их нормальное технологическое функционирование.

					Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Укладка вновь прокладываемого участка трубопровода в прежнее проектное положение после демонтажа заменяемого участка нефтепровода

Такой способ ремонта требует длительной остановки действующего трубопровода, поэтому он применим:

- при небольших участках замены;
- при возможности отключения заменяемого участка на продолжительное время без ущерба объему приема-поставки нефти (при перераспределении объема перекачиваемой нефти по другим нефтепроводам и направлениям, а также небольших объемах перекачки и значительных объемах резервуарной емкости для размещения нефти на предыдущих и последующих участках нефтепровода);
- на участках прокладки трубопровода в скальных грунтах, когда габариты разработанной траншеи при строительстве не позволяют его отремонтировать.

При капитальном ремонте с заменой труб путем демонтажа заменяемого трубопровода и укладки нового в прежнее проектное положение технологические операции выполняются в два этапа.

На первом этапе работы выполняются в следующей последовательности:

- уточнение положения заменяемого трубопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал;
- вскрытие трубопровода до нижней образующей;
- отключение трубопровода;
- опорожнение, промывка заменяемого трубопровода;
- подъем, очистка от старого изоляционного покрытия и укладка трубопровода на бровку траншеи;
- резка трубопровода на части;
- транспортировка труб к месту складирования.

					<i>Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур</i>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Одновременно с демонтажом заменяемого трубопровода производится сварка новых одиночных труб в секции на трубосварочной базе.

На втором этапе работы выполняются в следующей последовательности:

- доработка или разработка траншеи;
- вывоз секций на трассу и раскладка их на бровке траншеи;
- сварка секций труб в нитку;
- очистка, нанесение изоляционного покрытия;
- укладка трубопровода в траншею;
- присыпка трубопровода и засыпка траншеи минеральным грунтом;
- очистка внутренней полости трубопровода;
- испытание на прочность и герметичность;
- подключение электрохимзащиты;
- подключение (врезка) нового участка к действующему нефтепроводу;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

4) Внеплановый ремонт

Внеплановый ремонт – это ремонт, не предусмотренный годовым графиком ремонта, вызванный аварией на трубопроводе или другими причинами.

Аварийный ремонт заключается в ликвидации аварий и повреждений, вызванных нарушением герметичности трубопровода, повреждением резервуаров, линейной арматуры, поломками основного или вспомогательного оборудования и сооружений перекачивающих или наливных станций и восстановлении нормальных условий эксплуатации трубопровода [22].

Характер работ при аварийном ремонте зависит от сложности повреждения. В него могут входить отключение поврежденного участка от магистрали; создание заградительных устройств (обвалований, котлованов для

					Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур	Лист 43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

предупреждения разлива нефти и нефтепродуктов на больших площадях при повреждении трубопровода или резервуара); сбор нефтепродуктов и последующая закачка их в трубопровод или емкость; вскрытие трубопровода в месте повреждения; подготовка котлована для производства сварочных работ; сварочные работы (вварка катушек или труб в месте повреждения); замена и ремонт поврежденных задвижек; наложение изоляционного покрытия на отремонтированный участок трубопровода; устранение причин, вызвавших нарушение связи и остановку перекачки по трубопроводу (обрыв проводов, повреждение опор и др.); ликвидация причин, вызвавших закупорку трубопровода; ликвидация последствий аварии.

Аварийный ремонт характеризуется повышенными требованиями к соблюдению мер техники безопасности и противопожарной безопасности, выполняется в большинстве случаев с остановкой перекачки по трубопроводу на все время ликвидации повреждения.

Выполняется этот вид ремонта аварийно-восстановительной бригадой, оснащенной всеми необходимыми машинами, оборудованием, инструментами, средствами пожаротушения и индивидуальной защиты. Производится в любое время года и суток.

2.2 Организация земляных работ

В состав земляных работ входят:

- оформление отвода земли и разрешительных документов на производство работ в охранной зоне, согласование ведения земляных работ с владельцами коммуникаций, находящихся в одном техническом коридоре или пересекающихся с ОСТ;
- обозначение опознавательными знаками трассы трубопроводов и других подземных коммуникаций в данном техническом коридоре;
- подготовка площадки для производства ремонтных работ,

					Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

вспомогательных площадок;

- устройство проездов для движения техники не ближе 10 м к оси трубопровода;
- обустройство переездов через трубопровод, оборудованных железобетонными дорожными плитами;
- разработка и обустройство ремонтного котлована/траншеи;
- разработка приямков для врезки вантузов в трубопровод;
- планировка земли на трассе прохождения временных полевых трубопроводов для откачки-закачки нефти и нефтепродуктов (при необходимости);
- устройство мобильных емкостей для временного хранения нефти и нефтепродуктов (или земляных амбаров при проведении аварийных работ) из трубопровода на ремонтируемом участке (при необходимости);
- засыпка ремонтного котлована/траншеи, приямков;
- рекультивация земель на месте проведения ремонтных работ и сдача их землепользователям или землевладельцам с оформлением акта.

Земляные работы должны проводиться в соответствии с проектной документацией, ППР и СП 45.13330.2012, ВСН 31-81, РД 39-00147105-015-98, РД-23.040.00-КТН-073-15.

До начала земляных работ необходимо определить место вскрытия трубопровода, уточнить размеры, произвести разбивку границ котлована/траншеи по принятым размерам относительно оси трубопровода, определить по исполнительной документации, паспорту на трубопровод, материалам диагностирования наличие на участке работ приварных соединений, которые должны быть вскрыты вручную.

До начала земляных работ уточняются и обозначаются знаками ось прохождения, фактическая глубина заложения ремонтируемого трубопровода, места пересечений с подземными коммуникациями, искусственными и естественными препятствиями, вершины углов поворота. Обозначение трассы

					Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур	Лист 45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

производится в границах производства работ (движения техники, вскрытия трубопровода, устройства амбара, прокладки полевого трубопровода) опознавательными знаками в виде щитов с надписями- указателями высотой от 1,5 до 2,0 м от поверхности земли (снега в зимнее время), с указанием фактической глубины заложения, установленными на прямых участках трассы не реже чем через 50 м, а при неровном рельефе – через 25 м.

Места расположения подземных сооружений сторонних предприятий должны быть обозначены вешками высотой от 1,5 до 2,0 м через каждые 10 м на прямых участках трассы, у всех точек отклонений от прямолинейной оси трассы более чем на 0,5 м, на всех поворотах трассы, а также на границах ручной разработки грунта. В местах пересечения трубопровода с коммуникациями сторонних организаций должен быть установлен знак, содержащий информацию о глубине их залегания. Кроме того, опознавательные знаки устанавливаются в опасных местах (заболоченных, со слабой несущей способностью грунта и т. п.).

В соответствии с [23] место производства работ должно быть ограждено защитными ограждениями.

В соответствии с ППР и типовыми чертежами должны быть оборудованы переезды через действующий трубопровод и другие коммуникации с применением дорожных плит.

Проезды для движения техники должны быть оборудованы не ближе 10 м к оси трубопровода.

До начала проведения ремонта должна быть подготовлена горизонтальная ремонтная площадка. Размеры площадки определяются габаритами механизмов, условиями их обслуживания. При этом механизмы должны находиться на расстоянии не менее 1 м от края площадки.

При сооружении ремонтной площадки при необходимости следует выполнить мероприятия по отводу поверхностных вод путем сооружения отводной (обводной) канавы, водосборного котлована/траншеи или защитной

					Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур	Лист 46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

дамбы выше ремонтной площадки.

Последовательность работ при разработке котлована/траншеи:

- выполнить работы по снятию плодородного слоя почвы бульдозером (при необходимости на участках, подлежащих рекультивации);
- вскрыть трубопровод на глубину Н от нижней образующей трубопровода для уточнения местоположения дефекта и проведения ДДК;
- разработать грунт вручную непосредственно под трубопроводом;
- провести контроль заложения откосов, отметок дна и габаритов котлована/траншеи;
- оформить акт на выполнение работ.

Толщину плодородного слоя почвы следует уточнять по местоположению дефектных секций на стадии ППР.

При наличии кабеля связи все работы (земляные, монтажные и т. д.) выполнять в присутствии представителя владельца кабеля при наличии письменного разрешения, выдаваемого в установленном порядке.

Без согласования и разрешения владельца кабеля выполнять любые работы вблизи кабеля запрещается.

При обнаружении на месте производства работ подземных коммуникаций и сооружений, не указанных в акте передачи строительной площадки, необходимо приостановить работу, принять меры по защите обнаруженных коммуникаций от повреждений, поставить в известность эксплуатирующую организацию и вызвать их представителя. Строительно-монтажные работы могут быть продолжены после получения официального разрешения от представителя эксплуатирующей организации.

Для возможности спуска и быстрого выхода работающих, котлован должен оснащаться инвентарными приставными лестницами, шириной не менее 75 см и длиной не менее 1,25 глубины котлована из расчета по две лестницы на каждую сторону торца котлована.

В ночное время освещение рабочего котлована/траншеи должно

					Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур	Лист 47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

осуществляться прожекторами или светильниками во взрывобезопасном исполнении. Для местного освещения необходимо применять светильники напряжением не более 12 В. Допускается использовать аккумуляторные фонари, включать и выключать которые следует за пределами взрывоопасной зоны.

После завершения работ по ремонту, откачки и уборки нефти и нефтепродуктов, восстановления устройств ЭХЗ производится засыпка котлована/траншеи, прямков минеральным грунтом. Засыпка выполняется бульдозерами, допускается использование экскаваторов.

Запрещается использование плодородного слоя почвы для устройства обвалований амбара и засыпки амбара и котлована/траншеи после окончания работ.

Последовательность работ при засыпке котлована/траншеи:

- произвести подсыпку грунта под отремонтированный трубопровод и его послойное уплотнение вручную;
- присыпка трубопровода экскаватором мягким разрыхленным грунтом на высоту выше на 0,2 м от верхней образующей трубопровода с послойным уплотнением (в слое присыпки допускается наличие фракций размером до 30 мм в поперечнике до 35 % от объема присыпки);
- засыпать котлован бульдозером;
- спланировать поверхность;
- провести рекультивацию (при необходимости на участках, подлежащих рекультивации).

Запрещается производить засыпку трубы мерзлым и щебенистым грунтом без предварительной подсыпки мягким минеральным грунтом.

На участках, с недостаточным заглублением трубопровода, следует выполнить подсыпку дополнительного грунта в виде валика, обеспечивающего нормативное заглубление трубопровода.

Ширина валика по верху – 2 м, заложение откосов – 1:1,25.

					<i>Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур</i>	<i>Лист</i>
						48
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

На участок, подлежащий рекультивации, по окончании ремонтных работ следует нанести и спланировать плодородный слой грунта.

При проведении земляных работ запрещается:

- проводить работы без оформления разрешительных документов;
- начинать работы без наличия устойчивой двухсторонней связи с диспетчером филиала ОСТ;
- проводить земляные работы в отсутствие ответственного за производство работ;
- проезд техники по бровке котлована, траншеи;
- использовать ударный инструмент (кирки, ломы, пневмоинструмент) при обнаружении в местах разработки котлована, траншеи электрокабелей и трубопроводов.

При работе экскаватора запрещается [24]:

- работа экскаватора на свеженасыпанном, не утрамбованном грунте;
- нахождение людей в радиусе 5 м от зоны максимального выдвижения ковша;
- уход из кабины экскаватора при поднятом ковше;
- использование экскаватора в качестве ГПМ;
- перестановка экскаватора с наполненным грунтом ковшом;
- использовать в качестве ГПМ, если он не прошел сертификацию в качестве ГПМ и не оборудован приборами безопасности для подъемных сооружений.

При работе бульдозера запрещается [24]:

- залезать в кабину движущегося бульдозера;
- выдвигать нож за бровку откоса котлована;
- приближаться гусеницами бульдозера к бровке свежей насыпи ближе 1 м;
- производить засыпку трубы мерзлым грунтом без

					Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

предварительной подсыпки мягким минеральным грунтом (в слое присыпки допускается наличие фракций размером до 30 мм в поперечнике до 35 % от объема присыпки);

- производить засыпку без проверки отсутствия в котловане людей;
- при перерыве в работе машинист бульдозера должен опустить нож на землю.

Запрещается выполнять работы в котлованах, траншеях, приемках, в том числе по контролю соответствия параметров котлована, траншеи, приемки требованиям нормативных документов, до получения от машиниста землеройной техники информации о готовности котлована, траншеи, приемка к проведению последующих этапов работ.

2.3 Особенности выполнения земляных работ в сложных грунтовых условиях

Разработку ремонтного котлована/траншеи на участках с высоким уровнем грунтовых вод необходимо осуществлять с понижением уровня воды способами открытого водоотлива, дренажа.

Для водоотлива в котловане должен быть устроен приямок, размерами 1,0×1,0 м или дренажная канава сечением 1,0×0,5 м, закрываемые настилом, металлической или деревянной решеткой. Решетка должна иметь размеры ячеек, обеспечивающие безопасные условия при выполнении ремонтных работ в котловане. Ремонтный котлован подготавливается по мере откачки и понижения уровня грунтовых вод.

Режим водоотлива должен быть таким, чтобы постоянно поддерживать уровень воды ниже основания котлована/траншеи до окончания ремонтных работ.

Для водоотлива предусматривается водоотливной насос производительностью от 16 до 25 м³/ч.

					Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур	Лист 50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Работы по открытому водоотливу и искусственному понижению уровня грунтовых вод должны производиться в соответствии с СП 45.13330.2012.

При водопонижении дно котлована/траншеи следует выложить деревянными инвентарными щитами.

Вскрытие трубопровода в водонасыщенных грунтах следует начинать с пониженных мест для спуска и откачки воды.

При производстве работ в водонасыщенных грунтах в условиях минусовых температур разработку грунта котлована/траншеи следует производить слоями методом «вымораживания».

2.4 Меры безопасности при выполнении земляных работ

Организация и производство земляных работ должны соответствовать требованиям РД-13.100.00-КТН-260-14 и РД-23.040.00-РД-073-15.

Производство земляных работ по вскрытию трубопроводов должно проводиться с оформлением наряд-допуска на газоопасные работы машинистами экскаваторов подрядных организаций и собственных подразделений ОСТ успешно прошедшими до начала работ проверку практических навыков по вскрытию трубопровода с использованием полигона филиалов с датой проверки не более 1 года.

Производство земляных работ при проведении ремонта, связанного с выходом нефти и нефтепродуктов или их паров в зоне работ, должно проводиться с оформлением наряд-допуска на газоопасные работы.

До начала земляных работ ОСТ должна установить временные опознавательные знаки на период производства работ на ось прохождения ремонтируемого трубопровода, в местах пересечений с подземными коммуникациями, искусственными и естественными препятствиями, на ось коммуникаций попадающих в зону производства работ, в вершинах углов поворотов, в местах расположения сварных присоединений (ремонтных

					<i>Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>51</i>

конструкций, вантузов, несанкционированные врезки, чопиков, бобышек, катодных выводов, отводов для приборов КИПиА).

Обозначение трассы производится в границах производства работ (движения техники, вскрытия трубопровода, прокладки временного полевого трубопровода и т. д.). Временные опознавательные знаки устанавливаются на прямых участках трассы не реже чем через 50 м, а в условиях ограниченной видимости – через 25 м. Места расположения подземных сооружений сторонних предприятий должны быть обозначены знаками через каждые 10 м на прямых участках трассы, у всех точек отклонений от прямолинейной оси трассы более чем на 0,5 м, на всех поворотах трассы, а также на границах ручной разработки грунта. Временные опознавательные знаки устанавливаются в опасных местах (заболоченных, со слабой несущей способностью грунта и т. п.).

Временные опознавательные знаки должны быть установлены на высоте от 1,5 до 2,0 м от поверхности земли (снега в зимнее время).

Надписи на щите-указателя должны быть выполнены и окрашены в соответствии с РД-01.120.00-КТН-186-16 (подраздел 15.2) в следующие цвета:

- рамка, стрелка, основная надпись – черный;
- информационные надписи – темно-синий;
- фон – белый.

Временный опознавательный знак должен быть изготовлен в соответствии с [25].

Запрещается разработка грунта механизированным способом на расстоянии менее 2 м по горизонтали и 1 м по вертикали от коммуникации в местах пересечения действующих подземных коммуникаций, на расстоянии менее 1 м по горизонтали вдоль оси трубопровода и 0,5 м по вертикали от сварных присоединений (ремонтных конструкций, вантузов, несанкционированных врезок, чопиков, бобышек, катодных выводов, отводов для приборов КИПиА и трубопроводной арматуры) в соответствии с

					<i>Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур</i>	<i>Лист</i>
						52
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

предоставленным техническим отчетом о ВТД. Оставшийся грунт должен разрабатываться вручную. Работы должны выполняться в присутствии представителей владельцев коммуникаций. Отвал грунта на действующие коммуникации не допускается.

Перед проведением работ по вскрытию участков трубопроводов, не вскрытых ранее и не обследованных методами неразрушающего контроля, необходимо обследовать участок трубопровода на предмет наличия на нем дефектов изоляционного покрытия. Места с обнаруженными дефектами изоляционного покрытия обозначить вешками, вскрывать вручную.

При проведении работ по вскрытию участков трубопроводов, не вскрытых ранее, запрещается разработка грунта механизированным способом на расстоянии менее 0,5 м по вертикали и 0,5 м по горизонтали от образующих трубопровода.

Проведение работ по вскрытию несанкционированных врезок, приварных элементов с признаками несанкционированных врезок по результатам ВТД и приварных элементов, характеристики которых не указаны в техническом задании на ВТД, должно выполняться вручную, к механизированной разработке котлована разрешается приступать только после выполнения следующих требований:

- определение местоположения приварных элементов, характеристики которых не указаны в техническом задании на ВТД, выполнено с измерением расстояний от двух ближайших ориентиров (маркерных пунктов, задвижек, вантузов и др.);
- обнаружены и полностью освобождены от грунта элементы несанкционированных врезок (приварного элемента): патрубок до примыкания к трубопроводу, отвод несанкционированных врезок (при наличии) на длину не менее 2 м;
- трубопровод откопан до верхней образующей от места расположения несанкционированных врезок (приварного элемента с признаком

					<i>Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур</i>	<i>Лист</i>
						53
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

несанкционированных врезок) на расстояние 2 м. в обе стороны (по ходу и против хода продукта).

При обнаружении на месте разработки грунта подземных сооружений, не указанных в рабочих чертежах, работы должны быть немедленно приостановлены до выяснения владельцев коммуникаций и согласования с ними порядка производства работ.

Во время земляных работ в котловане/траншее должны находиться только те лица, которые заняты выполнением конкретной работы в данное время [26].

При обнаружении течи нефти и нефтепродуктов из трубопровода работы должны быть прекращены, механизмы заглушены, персонал эвакуирован из опасной зоны, поставлены в известность диспетчер РНУ и оператор НПС.

Если в процессе работы в стенках котлована/траншеи появятся трещины, грозящие отвалом, то работники должны немедленно покинуть его и принять меры против обрушения грунта (укрепление стенок котлована/траншеи, срезание грунта для увеличения откосов и др.).

Инструмент, необходимый для работы следует укладывать не ближе 0,5 м от бровки котлована/траншеи. Запрещается складировать материалы и инструмент на откос отвала земли со стороны котлована/траншеи.

Отвал грунта, извлеченного из котлована, для предотвращения падения кусков грунта в котлован, должен находиться на расстоянии не менее 1 м от края котлована. Валы, камни и прочие негабаритные включения (более 2/3 ширины ковша экскаватора прямого копания) должны быть или разрушены, или удалены за пределы рабочей площадки.

Отвал грунта должен производиться с противоположной стороны от подъезда техники к котловану/траншее, движение техники со стороны отвала грунта и по отвалу запрещено.

					Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур	Лист 54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.5 Способы разработки мерзлого грунта

Существует четыре основных способа проведения выемки грунта в холодное время года [27]:

- защита земельного участка работ от промерзания с дальнейшим использованием обычных землеройных машин;
- предварительное рыхление и выемка замерзшего грунта;
- прямая разработка грунта в замерзшем состоянии (без какой-либо подготовки);
- доведение до талого состояния и последующая выемка.

Предохранить от промерзания всю линейную часть невозможно ввиду ее большой протяженности. При механическом рыхлении и прямой разработки возникает вероятность повреждения магистрального нефтепровода.

Таким образом, остановимся на оттаивании грунта с последующей его выемкой. После доведения до талого состояния при последующей выемке вероятность повреждения магистрального нефтепровода значительно сокращается по сравнению с проведением земляных работ без предварительного оттаивания. Облегчаются работы при доработке котлована вручную.

2.6 Способы оттаивания мерзлого грунта

Оттаивание мерзлого грунта осуществляют тепловыми способами, характеризующимися значительной трудоемкостью и энергоемкостью [28]. Поэтому их применяют только в тех случаях, когда другие эффективные методы недопустимы или неприемлемы, а именно:

- вблизи действующих подземных коммуникаций и кабелей;
- при необходимости оттаивания промерзшего основания;
- при аварийных и ремонтных работах;

					Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур	Лист 55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- в стесненных условиях (особенно при техническом перевооружении и реконструкции предприятий).

Способы оттаивания мерзлого грунта классифицируют как по направлению распространения теплоты в грунте, так и по применяемому виду теплоносителя.

По направлению распространения теплоты в грунте применяются следующие способы оттаивания:

- поверхностное оттаивание (по поверхности грунта от нагревателя, размещенного на ней);
- глубинное оттаивание снизу вверх (к поверхности грунта от нагревателя, размещенного ниже слоя мерзлого грунта);
- радиальное оттаивание (в радиальном направлении от нагревателя, размещенного в шпуре в мерзлом слое грунта);

Преимуществом верхней подачи тепла является простота организации и малый объем подготовительных работ.

Процедура оттаивания, проводимая из-под земли, сопровождается минимальными затратами энергии, поскольку тепло распространяется под прочным слоем льда на поверхности грунта. Главный недостаток данного способа – потребность выполнения сложных подготовительных мер.

Радиальное распространение тепловой энергии в толще грунта осуществляется при помощи вертикально утопленных в землю тепловых элементов. Эффективность радиального оттаивания находится между результатами верхнего и нижнего прогревания грунта. Для осуществления этого способа требуются несколько меньшие, но все же достаточно высокие объемы работ по подготовке прогрева.

2.6.1 Прогрев грунта паровыми иглами

Паровыми иглами называют металлические трубы диаметром 25–50 мм

					Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур	Лист 56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

и длиной 1,5–2 м (рисунок 2.4). Они снабжены наконечниками с отверстиями диаметром 2–3 мм и соединены гибкими шлангами для подачи пара, нагретого до температуры выше 100 °С.

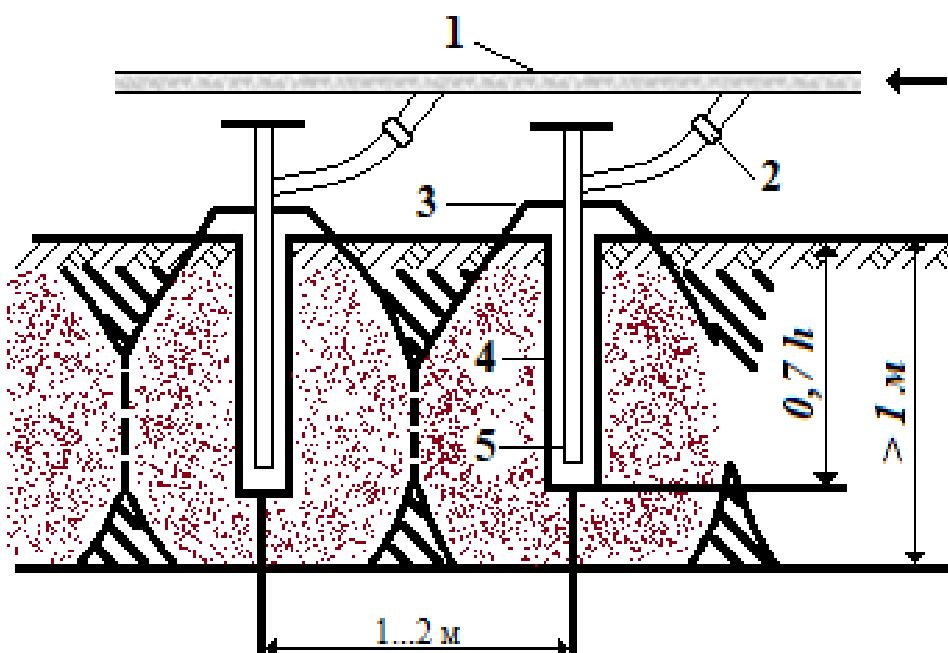


Рисунок 2.4 – Схема оттаивания грунта паровыми иглами

Иглы устанавливают в шахматном порядке на расстоянии 1–1,5 м друг от друга в заранее пробуренные скважины. Устье скважины закрывается теплоизоляционным материалом. После этого в них под давлением до 0,07 МПа подают горячий пар.

Основными недостатками метода являются:

- потребность в подготовке;
- необходимость в генераторе пара;
- образование и дальнейшее замерзание конденсата;
- нужен непрерывный контроль над процессом.

2.6.2 Прогрев грунта электродами

Электрический прогрев мерзлого грунта базируется на способности нагрева материалов при пропуске через них электрического тока. С этой целью

Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур					Лист
					57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

применяются вертикально и горизонтально ориентированные электроды.

При оттаивании горизонтальными электродами (рисунок 2.5) поверхность отогреваемого участка грунта покрывают на 15-25 см слоем, смоченных водным раствором соли (хлористого натрия, кальция, медного купороса и др.) опилок, имеющих назначение лишь приводить ток и отогревать верхний слой мерзлого грунта, так как последний даже при напряжении 380 В тока практически не пропускает.

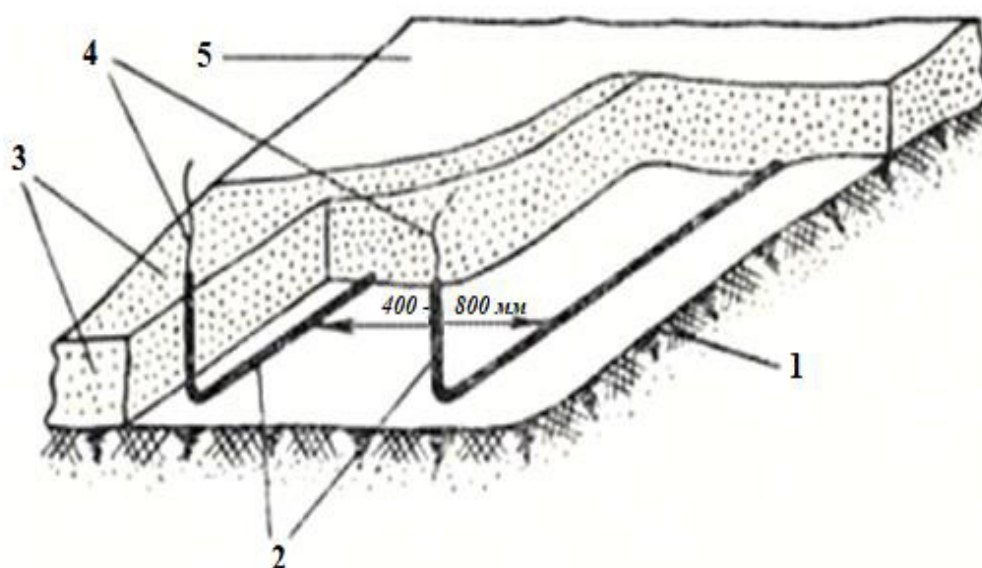


Рисунок 2.5 – Схема оттаивания грунта горизонтальными электродами
 1 – Грунт; 2 – Горизонтальные электроды; 3 – Слой опилок, смоченных солью;
 4 – Монтажные провода; 5 – Верхнее утепление

При горизонтальных электродах тепло передается первоначально грунту лишь от нагревающегося слоя опилок. Только верхний незначительной толщины слой грунта, прилегающий к электродам, включается в электрическую цепь и является сопротивлением, в котором выделяется тепло.

Расстояние между рядами электродов, включенными в разные фазы, составляет 40-50 см при напряжении 220 В и 70-80 см при напряжении 380 В. Применение горизонтальных электродов целесообразно при небольшой (до 0,5-0,7 м) глубине промерзания, а также в случаях, когда вертикальные (стержневые) электроды не могут быть применены вследствие малой

электропроводности грунта или невозможности забивки их в грунт.

Оттаивание грунта вертикальными электродами (рисунок 2.6) осуществляют с применением стержней из арматурной стали с заостренными нижними концами.

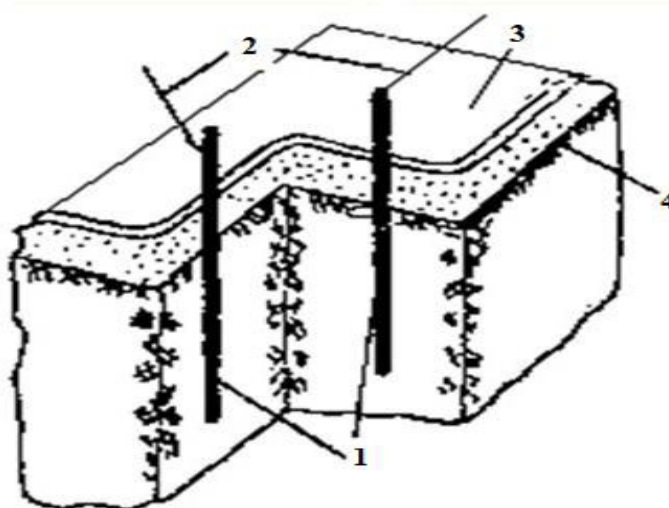


Рисунок 2.6 – Схема оттаивания грунта вертикальными электродами
1 – Вертикальные электроды; 2 – Монтажные провода; 3 – Верхнее утепление;
4 – Опилки

При глубине промерзания 0,7 м их забивают в грунт в шахматном порядке на глубину 20-25 см, а по мере оттаивания верхних слоев грунта погружают на большую глубину. При оттаивании сверху вниз необходимо систематически убирать снег и устраивать опилочную засыпку, увлажненную соевым раствором. Режим прогрева при стержневых электродах такой же, как и при полосовых, причем во время отключения электроэнергии электроды следует последовательно заглублять по мере прогрева грунта до 1,3-1,5 м. После отключения электроэнергии в течение 1-2 дней глубина оттаивания продолжает увеличиваться за счет аккумулированной в грунте теплоты под защитой опилочного слоя. Расход энергии при этом способе несколько ниже, чем при способе горизонтальных электродов.

При оттаивании вертикальными стержневыми электродами влажные

опилки служат вначале побудителем к прогреву верхнего слоя грунта, который по мере оттаивания включается в электрическую цепь, после чего опилки только уменьшают теплопотери оттаиваемого грунта.

Расход электроэнергии при данных способах размораживания составляет от 42 до 60 кВт/ч на 1 м³ мерзлого грунта при длительности отогрева от 24 до 30 ч. Работы по размораживанию грунта электрическим током должны производиться под надзором квалифицированного персонала, ответственного за соблюдение режима отогрева, обеспечения безопасности работ и исправности оборудования. Указанные требования и сложности их выполнения, естественно, ограничивают возможности применения этого способа.

Недостатками данного способа является:

- возможность поражения электрическим током;
- необходимость организации электроснабжения (стационарными или передвижными источниками, исходя из средней площади прогрева 16 м² до 180 кВт/ч);
- необходимость подготовительных работ (сборка установки, утепление, а в случае вертикальных – бурение шурфов);
- постоянный и тщательный контроль работы устройства;
- продолжительность периода оттаивания на необходимую глубину составляет от 24 до 30 ч.

Преимущества данного способа:

- простота в изготовлении (при наличии источника питания).
- энергозатраты на оттаивание средней площадки площадью 16 м² на глубину 0,5 м составляют 480 кВт/час.

2.6.3 Прогрев грунта термоэлектроматами

Прекрасной альтернативой существующим методам прогрева грунта

					Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур	Лист 60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

является обогрев с использованием термоэлектроматов (рисунок 2.7). Они обеспечивают равномерный прогрев грунта по всей глубине и поддерживают заданную температуру в автоматическом режиме.



Рисунок 2.7 – Общий вид термоэлектроматов

Технология размораживания грунтов с применением термоэлектроматов основана на тепловом воздействии контактным способом и дополнительного воздействия инфракрасного излучения глубоко проникающего через промерзшие слои почвы. В качестве греющего элемента используется греющая инфракрасная термоплёнка. Прогрев происходит одновременно сразу на всю глубину промерзания (использование проникающих свойств инфракрасной энергии). При этом термоэлектроматы подключаются к источнику тока напряжением 220 В, что исключает необходимость использования трансформаторов.

Греющим и излучающим элементом термоэлектроматов является пленка на основе углеродистых соединений, принцип работы, которой заключается в способности выделять инфракрасную энергию при прохождении через неё электрического тока. Она покрыта электроизолирующим материалом, что полностью исключает возможность поражения электрическим током. Для направления всего тепла в сторону грунта с противоположной стороны пленки

находится теплоизолирующий материал.

Также конструкция (рисунок 2.8) предусматривает наличие встроенного регулятора температуры. Благодаря ему поддерживается температура в районе 60-70 °С. Внешнее покрытие мата выполнено из ПВХ, которое надежно защищает устройство от влаги и механических повреждений.

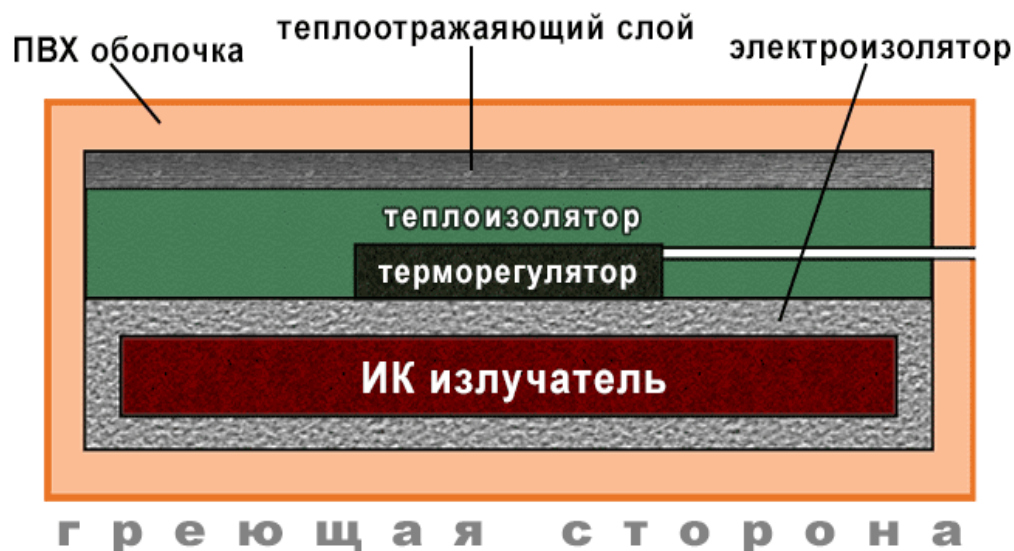


Рисунок 2.8 – Составные части термоэлектромата

Преимущества использования термоэлектроматов:

- оборудование не загрязняет окружающую среду;
- использование термоэлектроматов безопасно;
- высокий КПД обеспечивает сравнительно малый расход электричества даже в очень сильные морозы;

Недостатком применения термоэлектроматов является необходимость, присутствия на месте производства работ передвижного источника электропитания, а также осуществление монтажа электромонтёром с квалификационной группой не ниже третьей.

Генерирующие температуру панели легко монтируются. Они соединяются между собой при помощи люверсов и плотно покрывают поверхность любой формы, образуя цельное полотно. По требованию заказчика

термоэлектроматы производятся под заказ с индивидуальными параметрами мощности и нужных размеров.

При проведении капитального ремонта МН предлагается использование термоэлектроматов типа ТЭМ-800, технические характеристики которых приведены в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Технические характеристики термоэлектроматов

Параметр	Значение
Напряжение сети	220 В
Частота сети	50 Гц
Потребляемая мощность	800 Вт/м ²
Размеры в рабочем состоянии	1,2х3,2 м
Размер в сложенном состоянии	1,2х1,1 м
Вес	9 кг
Класс водонепроницаемости	IPX7
Ресурс работы	До 3 лет

Этапы работ при прогреве грунта термоэлектроматами:

1. рабочая поверхность должна плотно прилегать к обогреваемой плоскости, для этого необходимо:

- ✓ удалить с поверхности грунта мусор;
- ✓ зачистить поверхность до мерзлого грунта от снега, льда, ветоши и т.п;

✓ обеспечить контакт термоэлектромата с грунтом.

2. ровно разложить пленку полиэтиленовую на грунт для исключения попадания талых вод на поверхность термоэлектромата;

3. развернуть полностью термоэлектроматы и уложить на подготовленную поверхность (расстояние между термоэлектроматами не должно превышать 10 см и также недопустимо взаимное перекрытие);

4. подсоединить термоэлектроматы к источнику питания;

5. подать напряжение.

Прогрев грунта происходит в автоматическом режиме. В первые часы, всё выделенное тепло поглощается грунтом и термоэлектроматы работают не

отключаясь, затем с прогревом поверхности грунта начинает повышаться температура на греющей поверхности и при её достижении 70 °С секции отключаются. Повторное включение секции происходит при достижении нижнего предела температуры (55-60 °С). В таком режиме термоэлектроматы работают до их отключения от электросети.

После окончания прогрева грунта необходимо отключить подачу электропитания, после чего термоэлектроматы можно аккуратно убирать. Срок их службы напрямую зависит от бережного отношения к ним.

					Анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Расчет параметров ремонтного котлована

Разработка и обустройство ремонтного котлована является неотъемлемой составляющей земляных работ.

Разработка котлована должна осуществляться экскаваторами. Для предотвращения повреждения трубопровода ковшом экскаватора минимальное расстояние между образующей трубопровода и ковшом экскаватора должно быть не менее 0,2 м. Разработку оставшегося грунта следует проводить вручную, не допуская ударов по трубе [29].

Параметры ремонтного котлована (рисунок 3.1):

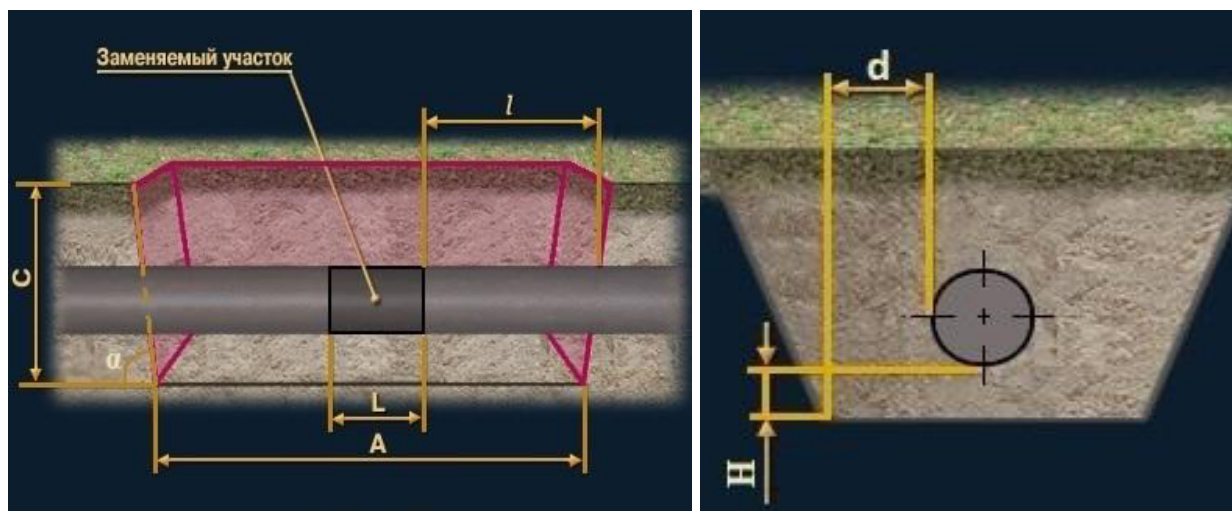


Рисунок 3.1 – Параметры ремонтного котлована

- длина A , м, определяется по формуле:

$$A = L + 2 \quad (3.1)$$

где L – длина ремонтной конструкции или заменяемого участка, м.

Длина A – не менее D_n (номинальный наружный диаметр) трубопровода, при этом l (расстояние от конца ремонтной конструкции или заменяемого

					Исследование технологий проведения земляных работ при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов в условиях низких отрицательных температур		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Анисимов В. В.			Расчетная часть	Лит	Лист
Руковод.		Брусник О. В.					Листов
Консульт.							65
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.				НИ ТПУ	ИШПР
						ГРУППА	2БМ81

участка до прилегающей торцевой стенки котлована) должно быть не менее 1,5 м;

➤ ширина ремонтного котлована d , зависящая от величины откоса, приведена в таблице 3.1;

➤ расстояние от нижней образующей трубы до дна котлована:

- при замене участка или установке муфты H , м, определяется по формуле

$$H = 6 \cdot 10^{-1} + Su \quad (3.2)$$

где Su – толщина щита на дне котлована/траншеи, м;

- при установке патрубка H , м, определяется по формуле

$$H = v + c + 0,2 \quad (3.3)$$

где v – высота патрубка с боковым отводом, м;

c – высота приспособления для вырезки отверстия, м.

Таблица 3.1 – Ширина ремонтного котлована

№ п/п	Откос котлована/ траншеи	Ширина ремонтного котлована по низу в зависимости от D_n , м						
		От 159 до 325	426	530	720	820	1020	1220
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0,25	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,5	3,6
2	0,50	2,6	2,6	2,7	2,8	2,8	2,9	3,0
3	0,67	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6
4	0,75	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,6
5	0,85	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,4	2,6
6	1,00	1,8	1,8	1,9	2,1	2,2	2,4	2,6
7	1,25	1,7	1,8	1,9	2,1	2,2	2,4	2,6

Разработка ремонтного котлована без откосов не допускается. Допустимая крутизна откосов (α) ремонтного котлована приведена в таблице 3.2 в соответствии с СНиП 12-04-2002 (часть 2), в зависимости от состава грунта при уровне грунтовых вод ниже глубины выемки.

Таблица 3.2 – Допустимая крутизна откосов ремонтного котлована

№ п/п	Вид грунта	Глубина траншеи/котлована, м					
		До 1,5		От 1,5 до 3,0		От 3,0 до 5,0	
		Угол откоса	Уклон	Угол откоса	Уклон	Угол откоса	Уклон
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Насыпной	56°	1:0,67	45°	1:1,00	38°	1:1,25
2	Песчаные и гравийные	63°	1:0,50	45°	1:1,00	45°	1:1,00
3	Супесь	76°	1:0,25	56°	1:0,67	50°	1:0,85
4	Суглинок	76°	1:0,25	63°	1:0,50	53°	1:0,75
5	Глина	76°	1:0,25	76°	1:0,25	63°	1:0,50
6	Лессовидный сухой	76°	1:0,25	63°	1:0,50	63°	1:0,50
Примечание – При напластовании различных видов грунта крутизна откосов назначается по наименее устойчивому виду от обрушения откоса.							

Недоработка рабочего котлована не допускается. Допускается переработка на величину не более 200 мм.

3.2 Расчет параметров ремонтного котлована в универсальной среде Microsoft Excel

Программа – представленная в объективной форме совокупность данных и команд, предназначенных для получения определённого результата.

На основании методики расчёта параметров ремонтного котлована, представленной в разделе 3.1, в универсальной среде Microsoft Excel была разработана программа, позволяющая быстро и точно рассчитать необходимые параметры ремонтного котлована при планировании ремонтных работ. Пошаговое описание создания данной программы в работе не рассматривается, а инструкция по ее использованию будет представлена далее.

Итак, рассмотрим инструкцию по использованию программы «Расчёт параметров ремонтного котлована»:

1. Открываем файл «Расчет параметров ремонтного котлована.xlsx»;

2. Все, что необходимо сделать, это ввести исходные данные (рисунок 3.2);

Введите исходные данные				
$L =$	6	м	-	длина заменяемого участка или ремонтной конструкции
$D_n =$	1220	мм	-	номинальный наружный диаметр нефтепровода
$S_{ш} =$	0	м	-	толщина шита на дне котлована
$e =$	0	м	-	высота патрубка с боковым отводом
$c =$	0	м	-	высота приспособления для вырезки отверстия
Введите глубину котлована →				$C =$ 4 м
Выберите вид грунта →				Насыпной
				Насыпной
				Песчаные и гравийные
				Супесь
				Суглинок
				Глина
				Лессовидный сухой

Рисунок 3.2 – Исходные данные для расчета параметров ремонтного котлована

3. Получаем все необходимые параметры ремонтного котлована (рисунок 3.3).

Рассчитанные параметры				
$A =$	9	м	-	длина котлована
$H =$	0,6	м	-	При замене участка или установке муфты
$H =$	0,2	м	-	При установке патрубка
$\alpha =$	38	°	-	угол откоса котлована
$d =$	2,6	м	-	ширина ремонтного котлована по низу
$\delta =$	1: 1,25		-	уклон
Расчёт выполнен в соответствии с РД-23.040.00-КТН-201-17 "Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций"				

Рисунок 3.3 – Параметры ремонтного котлована

Данная программа позволяет, прежде всего, экономить время, необходимое для расчёта параметров ремонтного котлована, к тому же производит вычисления с высокой точностью. При использовании данной программы снижается вероятность ошибки из-за человеческого фактора. Единственным недостатком данной программы является только то, что для ее запуска необходимо наличие оборудования, на котором возможно функционирование Microsoft Excel.

3.3 Распределение тепла в грунте при прогреве термоэлектроматами

Как же осуществляется распространение тепла в грунтовом массиве? Этот процесс происходит по закону Фурье [30]. Количество тепла, переносимого через единицу площади в единицу времени, прямо пропорционально теплопроводности почвы и градиенту температуры. Закон Фурье связывает тепловой поток с градиентом температуры через коэффициент пропорциональности – теплопроводность, $[Вт^2/(м \text{ град.})]$.

$$q = -\lambda \frac{dT}{dz} \quad (3.4)$$

Коэффициент теплопроводности равен количеству тепла прошедшего в единицу времени через единичное сечение почвы при единичной толщине слоя почвы (1 см или 1м) и при разнице температур в 10 °С (или 1К).

Для того что бы определить время прогрева грунтового основания и его оптимальную температуру необходимо решить уравнение теплопроводности.

Основное уравнение теплопроводности – уравнение, связывающее изменения температуры во времени с изменением температуры по расстоянию. Для динамики температуры это уравнение имеет вид:

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = a \frac{\partial^2 t}{\partial x^2} \quad (3.5)$$

Величина $a = \frac{\lambda}{c}, [м^2/ч]$ носит название «коэффициента температуропроводности» материала, обозначается буквой a $[м^2/ч]$, характеризует способность среды выравнивать свою температуру.

Решение уравнения теплопроводности без учета фазовых переходов вода-лед, лед-вода (для несвязных грунтов, таких как песок) может осуществляться при помощи метода разделения переменных (5), при этом методе искомую функцию t представляют в виде произведения переменных $T(\tau)$ и $X(x)$, из которых первая зависит только от времени, а вторая – только от координаты:

$$t = T \cdot X \quad (3.6)$$

					Расчетная часть	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для решения уравнения теплопроводности с учетом фазовых переходов вода-лед, лед-вода (для связных грунтов, таких как супесь, суглинок и глина) можно осуществить при помощи комбинированного сеточного метода.

Задача отогрева и прогрева грунта с плоским источником тепла находящимся на поверхности имеет вид:

– уравнение теплопроводности в талой зоне:

$$\frac{\partial t(x, \tau)}{\partial \tau} = \alpha_r \frac{\partial^2 t(x, \tau)}{\partial x^2} \quad (3.7)$$

– уравнение теплопроводности в мерзлой зоне:

$$\frac{\partial t(x, \tau)}{\partial \tau} = \alpha_m \frac{\partial^2 t(x, \tau)}{\partial x^2} \quad (3.8)$$

– начальные условия:

$$t(x, 0) = f_1(x) \quad (3.9)$$

– граничные условия

$$\lambda \frac{\partial t(0, \tau)}{\partial x} = \alpha [t(0, \tau) - f_2(\tau)] \quad (3.10)$$

$$\frac{\partial t(\infty, \tau)}{\partial x} = 0 \quad (3.11)$$

– условия на фазовой границе:

$$t(x, \tau) |_{x=z-0} = t(x, \tau) |_{x=z+0} = t_3 \quad (3.12)$$

$$\lambda_m \frac{\partial t(z, \tau)}{\partial x} - \lambda_r \frac{\partial t(z, \tau)}{\partial x} = W \frac{dz}{d\tau} \quad (3.13)$$

Здесь $W = \varepsilon \rho_{cx} \omega$, это скрытая теплота фазовых переходов по рассматриваемой оси, – удельная теплота плавления льда (334 кДж/кг).

Суть комбинированного метода заключается в следующем. В узлах расчетной области, не смежных с фронтом фазового перехода, температура определяется из явной разностной схемы, а для точек смежных узлов – из неявной разностной схемы.

					Расчетная часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Среднесуточная температура наружного воздуха, °С

Глинистые и суглинистые основания

Песчаные и супесчаные основания

Глубина промерзания основания, м

Ключ

а б

н т

В

Продолжительность обогрева, ч

Средняя рабочая температура для обогрева, °С

Допустим, глубина промерзания основания равна 1 метр, средняя температура воздуха минус 15 °С, основание суглинистое и средняя температура обогрева 60 °С, тогда продолжительность обогрева составит примерно 9 часов.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Проведем сравнительный анализ экономической эффективности проведения работ по оттаиванию мерзлого грунта паровыми иглами и с использованием термоэлектроматов.

4.1 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ

Для сохранения надежности магистральных нефтепроводов необходимо максимально снизить вероятность их повреждения.

Нормы времени на оттаивание грунта при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур составлены на основе опыта выполнения работ предприятиями, транспортирующими нефть по магистральным нефтепроводам.

Нормы времени на оттаивание мерзлого грунта паровыми иглами и с использованием термоэлектроматов приведены в таблицах 4.1, 4.2.

Таблица 4.1 – Нормы времени на оттаивание грунта паровыми иглами

№ п/п	Наименование работ	Продолжительность работ, часов	Состав бригады, человек
1	Оформление документов	5	3
2	Подготовительные работы	10	5
3	Строительно-монтажные работы	50	3
ИТОГО		65	11

					<i>Исследование технологий проведения земляных работ при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов в условиях низких отрицательных температур</i>				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>					
Разраб.		Анисимов В. В.			Финансовый менеджмент, ресурсо-эффективность и ресурсосбережение	Лит	Лист	Листов	
Руковод.		Брусник О. В.					72	120	
Консульт.						НИ ТПУ ИШПР			
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.				ГРУППА 2БМ81			

Таблица 4.2 – Нормы времени на оттаивание грунта с использованием термоэлектроматов

№ п/п	Наименование работ	Продолжительность работ, часов	Состав бригады, человек
1	Оформление документов	3	3
2	Подготовительные работы	5	5
3	Строительно-монтажные работы	15	2
ИТОГО		23	10

Составим линейные календарные графики проведения земляных работ в условиях низких отрицательных температур методом оттаивания мерзлого грунта паровыми иглами и с использованием термоэлектроматов, учитывая, что рабочий день длится 8 часов (таблицы 4.3, 4.4).

Таблица 4.3 – График проведения земляных работ при использовании паровых игл

Наименование операции	Всего часов	Дни								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Оформление документов	5									
Подготовительные работы	10									
Строительно-монтажные работы	50									

Таблица 4.4. – График проведения земляных работ при использовании термоэлектроматов

Наименование операции	Всего часов	Дни							
		1	2	3	4	5	6	7	8
Оформление документов	3								
Подготовительные работы	5								
Строительно-монтажные работы	15								

4.2 Расчет сметной стоимости работ

Расчет сметной стоимости работ производим ресурсным методом. Его суть заключается в калькулировании в текущих (прогнозных) ценах и тарифах ресурсов (элементов затрат), необходимых для реализации проектного решения. При составлении смет используются натуральные измерители расхода материалов и конструкций, затрат времени эксплуатации машин и оборудования, затрат труда рабочих, а цены на указанные ресурсы принимаются текущие (т.е. на момент составления смет). Использование данного метода позволяет определить сметную стоимость объекта на любой момент времени [31, с. 14].

Основу сметного расчёта составляют затраты на материальные ресурсы, трудовые затраты на заработную плату и страховые взносы, а также амортизация основных фондов [31, с. 16].

Расчеты стоимости материалов необходимых для оттаивания мерзлого грунта паровыми иглами и с использованием термоэлектроматов представлены в таблицах 4.5, 4.6.

Таблица 4.5 – Расчеты стоимости материалов необходимых для оттаивания мерзлого грунта паровыми иглами

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, шт.	Цена за единицу, руб./шт.	Стоимость материалов, руб.
Парогенератор Lavor Pro GV Vesuvio 30	1	700000	700000
Мотобур Зубр МБ1-200	2	13000	26000
Паровая игла	5	30000	150000
ИТОГО			876000

Таблица 4.6 – Расчеты стоимости материалов необходимых для оттаивания мерзлого грунта с использованием термоэлектроматов

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, шт.	Цена за единицу, руб./шт.	Стоимость материалов, руб.
Термоэлектромат ТЭМ-800	4	6000	24000
Дизельный генератор ТСС АД-10С-Т400-1РКМ11	1	270000	270000
Соединительные провода	5	200	1000
ИТОГО			295000

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др. Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др. [31, с. 16].

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др. Суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования. Расчет заработной платы можно свести в таблицы 4.7, 4.8.

Таблица 4.7 – Расчет заработной платы при оттаивание мерзлого грунта паровыми иглами

Должность	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Начальник участка	1	9	280		33124

Продолжение таблицы 4.7

Мастер	2	8	160	65	37856
Инженер	2	8	154		36436,4
Электромон-тер	3	5	105		37264,5
Сварщик	3	5	210		74529
ИТОГО					219209,9

Таблица 4.8 – Расчет заработной платы при оттаивания мерзлого грунта с использованием термоэлектроматов

Должность	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Начальник участка	1	9	280	23	11720,8
Мастер	2	8	160		13395,2
Инженер	1	8	154		6446,44
Электромонтер	3	5	105		13185,9
Монтажник конструкций	2	6	135		11302,2
ИТОГО					56050,54

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ. Сейчас российский работодатель должен платить за сотрудника страховые взносы по ставке 30% от заработной платы. 22% поступает в Пенсионный фонд, 5,1% — в фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС), 2,9% — в фонд социального страхования (ФСС) (таблица 4.9).

Таблица 4.9 – Страховые взносы

Метод проведения земляных работ	Сумма страховых взносов, руб.
Оттаивание мерзлого грунта паровыми иглами	65763
Оттаивания мерзлого грунта с использованием термоэлектроматов	16815

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части [31, с. 17].

Для расчета нормы амортизации нужно всю амортизацию (принятую за 100 %) поделить на полезный срок службы объекта (в данном случае 10 лет). Затем можно посчитать сумму амортизации за прошедший год, то есть умножить первоначальную стоимость на норму и разделить на 100 %. Чтобы рассчитать амортизационные отчисления за сутки, нужно всего лишь поделить полученную предыдущим действием сумму на количество дней в году (365).

Рассчитаем амортизационные отчисления за сутки при оттаивании мерзлого грунта с использованием термоэлектроматов. Основное средство имеет первоначальную стоимость 295000 руб. Срок полезного использования 10 лет. Рассчитаем ежесуточные амортизационные отчисления:

Норма амортизации: $100 \% / 10 \text{ лет} = 10 \%$.

Годовая амортизация: $295000 * 10 \% / 100 \% = 29500 \text{ руб.}$

Ежесуточная амортизация: $29500 / 365 = 81 \text{ руб.}$

Аналогично рассчитываются амортизационные отчисления при оттаивании мерзлого грунта паровыми иглами. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицы 4.10 и 4.11 для каждого метода соответственно.

Таблица 4.10 – Расчет амортизационных отчислений при оттаивании мерзлого грунта паровыми иглами

Наименование объекта ос- новных фон- дов	Количество	Балансовая стои- мость, руб.		Годовая норма амор- тизации, %	Сумма амортиза- ции, руб./смену
		одного объекта	всего		
Оттаивание мерзлого грунта паро- выми иглами	1	876000	876000	10	240
ИТОГО					240

Таблица 4.11 – Расчет амортизационных отчислений при оттаивании мерзлого грунта с использованием термоэлектроматов

Наименование объекта основных фондов	Количес- тво	Балансовая стоимость, млн. руб.		Годовая норма амортиза- ции, %	Сумма амор- тизации, руб./смену
		одного объек- та	всего		
Оттаивание мерз- лого грунта с ис- пользованием термоэлектрома- тов оборудования ГРС	1	29500	29500	10	81
ИТОГО					81

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма прямых затрат на проведение работ (таблица 4.12).

Таблица 4.12 – Затраты на проведение работ

Состав затрат	Сумма затрат, руб.	
	оттаивание мерзлого грунта паровыми игла- ми	оттаивания мерзлого грун- та с использованием тер- моэлектроматов
Материальные затра- ты	876000	295000
Затраты на оплату труда	219209,9	56050,54
Страховые взносы	65763	16815
Амортизационные от- числения	240	81
ИТОГО	1161213	367947

Составим общую смету затрат на проведение работ по оттаиванию мерзлого грунта в рамках капитального ремонта МН (таблица 4.13).

Таблица 4.13 – Смета затрат на выполнение работ

Статьи затрат	Сумма затрат, руб.	
	оттаивание мерзлого грунта паровыми иглами	оттаивания мерзлого грунта с использованием термоматров
Материалы и комплектующие	876000	295000
Оплата труда	219209,9	56050,54
Страховые взносы	65763	16815
Амортизация основных средств	240	80
Накладные расходы	5000	5000
Прочие расходы	3000	3000
ИТОГО	1169213	375947

Структуры затрат на проведение работ для каждого метода показаны на диаграммах (рисунки 4.1, 4.2).

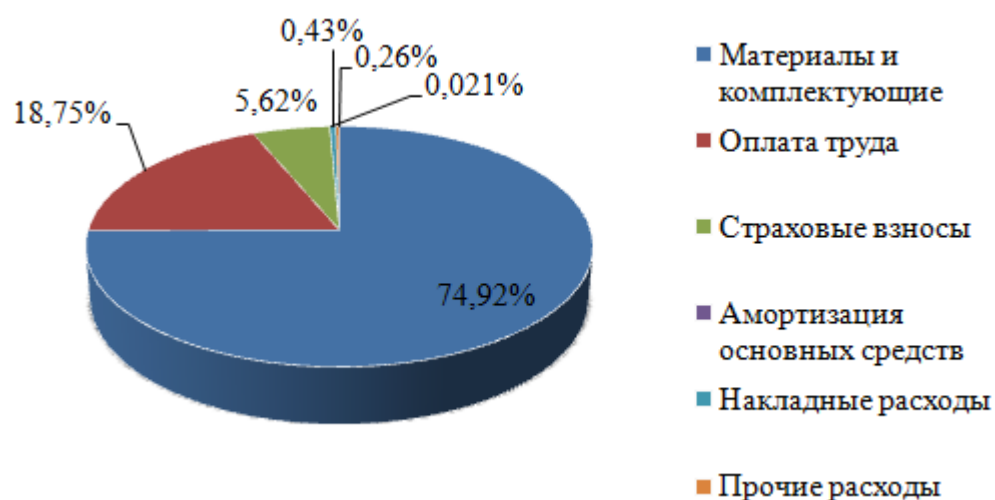


Рисунок 4.1 – Структура затрат на оттаивание мерзлого грунта паровыми иглами

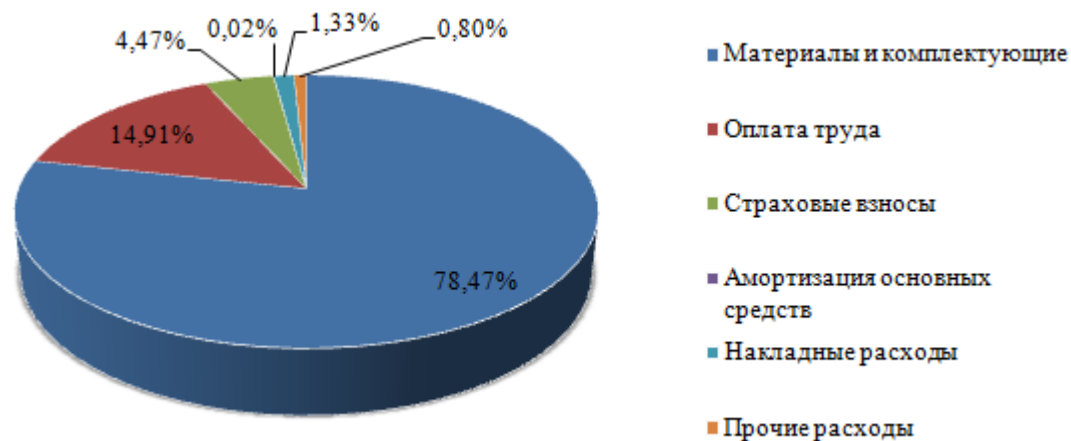


Рисунок 4.2 – Структура затрат на оттаивание мерзлого с использованием термоэлектроматов

4.3 Обоснование эффективности проекта

В результате проведенных расчетов и полученных данных можно сделать вывод, что оттаивание мерзлого грунта с использованием термоэлектроматов в отличие от оттаивания с использованием паровых игл позволяет сократить общую стоимость проведения работ.

Экономический эффект ($\mathcal{E}_T$) рассчитывается, как разница между затратами на оттаивание мерзлого грунта с использованием термоэлектроматов ($З_1$) и на оттаивание с использованием паровых игл ($З_2$):

$$\mathcal{E}_T = З_2 - З_1 \quad (4.1)$$

$$\mathcal{E}_T = 1169213 \text{ руб.} - 375947 \text{ руб.} = 793266 \text{ руб.}$$

Для наглядности покажем разницу затрат на диаграмме (рисунок 4.3).



Рисунок 4.3 – Общие затраты методов оттаивания мерзлого грунта

Таким образом, расчетами подтверждено, что оттаивание мерзлого с использованием термоэлектроматов экономически эффективней, чем оттаивание мерзлого грунта паровыми иглами.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Социальная ответственность – ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этичное поведение, которое:

- содействует устойчивому развитию, включая здоровье и благосостояние общества;
- учитывает ожидания заинтересованных сторон;
- соответствует применяемому законодательству и согласуется с международными нормами поведения;
- интегрировано в деятельность всей организации и применяется в ее взаимоотношениях [32].

В данном разделе рассматриваются опасные и вредные факторы, возникающие при эксплуатации магистральных нефтепроводов.

МН является опасным производственным объектом. При эксплуатации МН в опасности находится не только жизнь и здоровье рабочего персонала и местного населения, но и окружающая среда. Также существует риск возникновения ЧС. Использование новой технологии оттаивания грунта при капитальном ремонте МН, а именно использование термоэлектроматов снизит риск повреждения МН и тем самым риск возникновения ЧС.

Расстояния от МН до населенных пунктов, промышленных предприятий, зданий и сооружений должны соответствовать нормативно-технической документации.

					<i>Исследование технологий проведения земляных работ при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов в условиях низких отрицательных температур</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Анисимов В. В.</i>			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О. В.</i>					82	120
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ ИШПР</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А. В.</i>				<i>ГРУППА 2БМ81</i>		

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Согласно нормативным документам, для допуска к работе на объектах МН лицам, достигнувшем 18 лет необходимо [33]:

- пройти медицинский осмотр и не иметь противопоказаний;
- обучиться безопасным методам ведения работы;
- пройти инструктаж на рабочем месте;
- получить допуск к самостоятельной работе.

Все работники обязаны пользоваться спецодеждой, спецобувью, и иными средствами индивидуальной защиты в соответствии с нормами.

Рабочему персоналу делают надбавку к заработной плате в размере не менее 4% от оклада и оплачивают дополнительный отпуск в размере 7 календарных дней, в связи с работой во вредных или опасных условиях труда [34]. Работники имеют право на досрочную пенсию, а работодатель обязан перечислять повышенные взносы в пенсионный фонд.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Безопасное и эффективное ведение работ достигается за счет правильно организованного рабочего места. Это зависит от того как расположены предметы на рабочем столе и как расставлено оборудование на всей территории объектов МН. Необходимо обеспечение максимально удобного и быстрого доступа к оборудованию.

Расположение зданий и сооружений требует учитывать стороны света, рельеф местности и розу ветров. Это требуется для обеспечения благоприятных условий естественного освещения, проветривания помещений, минимизации последствий снежных заносов и избегания скопления газа в котловинах при его

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

утечке.

Необходимо обеспечить рациональное размещение зданий и сооружений МН: расположить административно-хозяйственные здания со стороны наибольшего движения автотранспорта; бытовые помещения – ближе к проходным; здания и сооружения с производствами повышенной пожарной опасности, в том числе котельную – с подветренной стороны по отношению к остальным зданиям.

5.2 Производственная безопасность

Неблагоприятные производственные факторы в зависимости от результирующего воздействия на организм человека подразделяются на [35]:

- вредные – факторы, которые приводят к заболеванию или усугубляют уже имеющиеся заболевания;
- опасные – факторы, которые приводят к травмам, в том числе смертельным.

Основные элементы производственного процесса, формирующие данные факторы, ситуации и воздействия при эксплуатации и ремонте МН приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Слесарные	Электромонтажные	Сварочные	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [36].

Продолжение таблицы 5.1

2. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны	+	+	+	ГН 2.2.5.1313 – 03. Предельные допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [38].
3. Физические и нервно-психические перегрузки	+	+	+	Трудовой кодекс Российской Федерации [39].
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	+	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий [40]
5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи		+	+	ГОСТ ИЕС 61140-2012. Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования [41].
6. Механические опасности	+	+	+	ГОСТ 12.4.011–89. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [42].
7. Пожаровзрывобезопасность	+	+	+	ГОСТ 30852.19 – 2002. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования [44].

5.2.1 Анализ вредных факторов, возникающих на объекте исследования

Проанализируем следующие вредные факторы, создаваемые объектом исследования [36]:

1. отклонение показателей микроклимата;
2. повышенная загазованность воздуха рабочей зоны;

3. физические и нервно-психические перегрузки;
4. недостаточная освещенность на рабочем месте.

1) От относительной влажности, интенсивности теплового излучения от нагретых поверхностей, барометрического давления, скорости движения и температуры воздуха зависит не только здоровье и самочувствие человека, но и его работоспособность. Оптимальное сочетание этих факторов приведет к благоприятным условиям для работы человека, а неверный их подбор может вызвать причинение вреда здоровью [37].

Поддержание микроклимата на объектах МН производится при помощи системы отопления (водонагревательный котел) и системы вентиляции. На рабочем месте необходимо поддержание температуры 21-23 °С в холодный период года и 22-24 °С в теплый. Значение относительной влажности должно находиться в диапазоне 40-60%, движение воздуха должно происходить со скоростью не более 0,2 м/с [38].

Если условия работы не соответствуют санитарным нормам, в зависимости от вида работ и времени года, персонал должен пользоваться различной спецодеждой и спецобувью.

2) Вещества, с которыми на территории МН производятся различные технологические операции, являются вредными, и все они в той или иной степени неблагоприятно воздействуют на человеческий организм. Таким веществом в первую очередь является нефть. Ее предельно допустимая концентрации 300 мг/м³ [39].

Взаимодействие с нефтью может привести к негативным последствиям для здоровья: тошноте, недомоганию, повышению температуры, затруднению дыхания, раздражению слизистых.

Основные источники выделения вредных веществ и мероприятия по снижению загазованности и защиты организма человека представлены на рисунке 5.1.

					Социальная ответственность	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Источники	Меры защиты
предохранительные устройства (при повышении давления в подземных емкостях срабатывает клапан КДМ и пары нефти сбрасываются в атмосферу, пока давление не достигнет проектных значений)	исключение источников появления вредных веществ (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры)
нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, несоблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и оборудования)	применение газоанализаторов для контроля загазованности
сброс давления в трубопроводе и оборудования при проведении ремонтных работ (для снижения давления в ремонтируемом участке пары нефти сбрасываются в атмосферы через контрольные отверстия)	вентилирование помещений, в которых возможно появление вредных веществ, для снижения их концентрации в воздухе рабочей зоны
	использование средств индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки, очки, маски)
	исключение необходимости присутствия человека или снижение времени его работы путем автоматизации процессов и применения оборудования для дистанционного управления

Рисунок 5.1 – Основные источники выделения вредных веществ и меры защиты

3) Физические и нервно-психические перегрузки возникают вследствие тяжести, сложности и монотонности выполняемых работ, эмоциональных перегрузок и приводят к развитию утомления персонала. Во избежание данных перегрузок необходимо соблюдать режим труда и отдыха [40].

4) Освещенность рабочих мест значительно влияет на рабочий процесс. Избыток или же недостаток освещения становится причиной негативных последствий для здоровья персонала и приводит к снижению производительности труда, так как ухудшаются условия работы.

Для создания необходимых условий освещенности используют как естественное, так и искусственное освещение. Обеспечение естественного освещения в производственных помещениях осуществляется наличием некоторого количества окон (реализуется только в дневное время суток). Для

того чтобы поддержать освещенность помещения в пределах норм в темное время суток используют искусственное освещение, при этом светильники должны быть выполнены во взрывозащищенном исполнении [41]. В период ремонтных работ пользуются местным освещением. Для этого применяются переносные светильники на аккумуляторе во взрывозащищенном исполнении [41].

Кроме того должно быть использовано аварийное освещение для продолжения работ при отключении основного света (лампы, для которых применяют автономное питание электроэнергией), эвакуационное освещение для эвакуации людей из помещений при аварийном отключении рабочего освещения, сигнальное освещение для фиксации границ опасных зон, охранное освещение для указания границ охраняемой территории объектов МН.

5.2.2 Анализ опасных факторов, возникающих на объекте исследования

Проанализируем следующие опасные факторы, возникающие на рабочем месте при проведении исследований:

1. электрический ток;
2. механические опасности;
3. пожаровзрывобезопасность.

1) Во время работ с электрооборудованиями существует угроза поражения электрическим током [42]. Объекты, подключенные на МН к электрической сети, показаны на схеме (рисунок 5.2) Причины поражения электрическим током и меры защиты представлены на рисунке 5.3.

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 5.2 – Объекты, подключенные на МН к электрической сети

Причины поражения	Меры защиты
прикосновение к токоведущим элементам	применение защитного зануления, защитного заземления, защитного отключения
ошибочные действия персонала	обеспечение изоляции, ограждение и недоступность электрических цепей
метеорологические условия (удар молнии)	использование предупредительных плакатов и знаков безопасности
нарушение изоляции токоведущих элементов	установка молниеотводов
авария	проведение инструктажей и обучения персонала безопасным методам работы с электроприборами
	использование средств индивидуальной защиты: диэлектрических перчаток и бот, диэлектрических резиновых ковриков, инструментов с изолированными ручками

Рисунок 5.3 – Причины поражения электрическим током и меры защиты

2) К наиболее опасным участкам получения травм механическим

способом относятся зоны, которые располагаются вблизи трубопроводов и оборудования, работающего под давлением, куда также входит и рампа азота, где находятся баллоны, заполненные азотом, необходимым для продувки трубопровода при проведении ремонтных операций. Разрушение трубопровода, его элементов и оборудования, которое происходит совместно с разлетом осколков металла и грунта, может нанести ущерб здоровью, вплоть до летального исхода.

Нужно избегать движущихся машин и механизмов и их частей, соблюдать технику безопасности при работе с ними, пользоваться средствами индивидуальной защиты [43]. Необходимо следовать правилам безопасности и при работе на площадках, которые находятся выше уровня земли.

3) Основным поражающим фактором при аварии на МН является тепловое излучение при струйном горении или горении в котловане и взрыве. Другими источниками возгорания могут послужить неосторожное обращение с огнем или электрооборудованием, короткое замыкание.

Основные источники выделения взрывопожароопасных веществ и методы снижения взрывопожароопасности показаны на рисунке 5.4 [44].

Источники	Меры защиты
предохранительные устройства (при повышении давления в подземных емкостях срабатывает клапан КДМ и пары нефти сбрасываются в атмосферу, пока давление не достигнет проектных значений)	исключение источников появления вредных веществ (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры)
нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, несоблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и оборудования)	применение газоанализаторов для контроля загазованности
сброс давления в трубопроводе и оборудования при проведении ремонтных работ (для снижения давления в ремонтируемом участке пары нефти сбрасываются в атмосферу через контрольные отверстия)	использование электрооборудования во взрывобезопасном исполнении
	использование инструмента в искробезопасном исполнении
	оптимальное расположение зданий и сооружений, направленное на сокращение ущерба от возможного пожара или взрыва

Рисунок 5.4 – Основные источники выделения взрывопожароопасных веществ и методы снижения взрывопожароопасности

Характеристика взрывопожароопасных веществ, появление которых возможно в воздухе рабочей зоны объектов МН представлено в таблице 5.2 [45].

Таблица 5.2 – Характеристика взрывопожароопасных веществ, появление которых возможно в воздухе рабочей зоны объектов МН

Наименование	Температура, °С		Концентрационный предел распространения пламени, мг/л	
	вспышки	самовоспламенения	нижний	верхний
Нефть	-37-78	230-250	42	195
Метан	—	537	29	113
Этан	—	515	31	194
Пропан	—	470	31	200
Бутан	—	372	33	225
Сероводород	—	246	57	650

На случай возникновения ситуации, когда предотвратить появление пожара всё же не удалось, на территории объектов МН должны находиться первичные средства пожаротушения:

- емкость с песком;
- ведро;
- лопата;
- багор;
- асбестовые покрывала;
- ручные огнетушители;
- также должны быть установлены планы эвакуации персонала.

5.2.3 Средства индивидуальной и коллективной защиты от воздействия опасных и вредных факторов

Работникам, занятым на работах с вредными или опасными условиями труда при выполнении огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности выдаются сертифицированные: специальная одежда, специальная

обувь, предохранительные приспособления и другие средства индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с типовыми отраслевыми нормами, утвержденными в установленном порядке.

Выбор СИЗ зависит от уровня загрязнения воздушной среды и поверхностей токсичными веществами, интенсивности излучения, шума, вибрации, степени электробезопасности и характера выполняемой работы.

К ним относятся (рисунок 5.5):

- костюмы изолирующие (ОЗК, водолазный костюм и т.п.);
- средства защиты органов дыхания (марлевые повязки, респираторы, самоспасатели, противогазы);
- одежда специальная защитная (тулупы, халаты, комбинезоны, жилеты, и т. д.);
- средства защиты ног (сапоги, ботинки);
- средства защиты головы (каска, шлемы, подшлемники);
- средства защиты рук (перчатки, краги, рукавицы, верхонки);
- средства защиты лица, глаз и органов слуха (очки, щитки защитные лицевые, маски, противοшумные шлемы, наушники, вкладыши, беруши);
- средства дерматологические защитные (защитные и восстанавливающие крема, очистители кожи и т.п).



Рисунок 5.5 – Средства индивидуальной защиты

Выдаваемые работникам спецодежда, спецобувь и другие средства

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

индивидуальной защиты должны соответствовать полу, росту и размерам работника, характеру и условиям выполняемой работы, обеспечивать безопасность труда.

Работникам, проводящим работы в лежачем положении или в положении «с колена», выдают маты или наколенники из материала низкой теплопроводности и водонепроницаемости.

Для защиты головы работника от механических повреждений, воды, поражения электрическим током должны применяться каски. Работники должны пользоваться защитными касками с застегнутым подбородочным ремнем. С целью выявления дефектов, каски подлежат ежедневному осмотру в течение всего срока эксплуатации. Каски не подлежат ремонту.

К средствам защиты лица, глаз и органов слуха работников, выполняющих ремонтные работы на МН, относят щитки защитные лицевые, очки защитные, противοшумные наушники, вкладыши.

При работах в котлованах должны применяться коллективные средства защиты, к которым относятся:

- средства нормализации воздушной среды – вентиляционные установки при повышении загазованности в месте проведения работ сверх допустимой санитарной нормы:

- средства нормализации освещения рабочих мест – искусственное освещение – при работах в ночное время;

- средства защиты от поражения током – защитное заземление (зануление) электроустановок, изолирующие устройства и покрытия – от поражения током при пробое изоляции на корпус и отказе защиты, знаки безопасности, устройства защитного отключения.

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Анализ воздействия объекта на селитебную зону

Опасные производственные объекты, в том числе и МН должны располагаться на достаточном расстоянии от жилых зон для того, чтобы обеспечить безопасность населения и невозможность проникновения на объект.

Для этого применяют меры, представленные на рисунке 5.6.



Рисунок 5.6 – Меры для обеспечения безопасности населения и невозможности проникновения на объектах МН

5.3.2 Анализ воздействия объекта на атмосферу

В атмосферу возможно попадание легких газообразных углеводородов (метан, этан, пропан, бутан), сероводорода, паров нефти этилмеркаптана. Классы опасности данных веществ приведены в таблице 5.1.

Причины попадания загрязняющих веществ в атмосферу и мероприятия по ее защите приведены на рисунке 5.7.

Источники	Меры защиты
нарушение работы оборудования	проверка оборудования на прочность и герметичность
износ уплотнений	неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования
повышение давления в подземных емкостях и оборудовании выше допустимых пределов, вследствие чего пары нефти сбрасываются в атмосферу через дыхательные клапаны	своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры
	использование системы контроля загазованности

Рисунок 5.7 – Причины попадания загрязняющих веществ в атмосферу и мероприятия по ее защите

5.3.3 Анализ воздействия объекта на гидросферу

Попадание паров нефти, метанола, масел, одоранта в сточные воды при эксплуатации МН приводит к нанесению вреда гидросфере. Причиной этого могут стать ремонтные работы, несоблюдение правил эксплуатации оборудования, износ уплотнений оборудования, сосудов, запорной арматуры, аварии.

Для защиты гидросферы необходимо соблюдать определенные требования [46]:

- исключать появление источников утечек вредных веществ (соблюдать правила эксплуатации, своевременно заменять уплотнения оборудования и запорной арматуры);
- своевременно убирать отходы в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки.

5.3.4 Анализ воздействия объекта на литосферу

Осуществление любой производственной деятельности оказывает на литосферу неблагоприятное воздействие, которое связано с появлением большого количества отходов производства. Перед персоналом стоит задача свести к минимуму возможные последствия этого воздействия.

Мероприятия, направленные на уменьшение неблагоприятного влияния на литосферу:

- все отходы должны подлежать селективному сбору и временно храниться на специально отведенных площадках в соответствии с проектом нормативов образования и лимитов размещения отходов и передаче на утилизацию специализированным организациям в соответствии с заключенными договорами;
- оборудование должно проверяться на прочность и герметичность;
- неукоснительно должны соблюдаться согласованные технологические режимы работы оборудования;
- своевременно должны заменяться уплотнения оборудования и запорной арматуры.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возникающие по каким-либо причинам ЧС на объектах МН, можно разделить на следующие виды: природного, социального, экологического и техногенного характера.

Часто возникающая ЧС на объектах МН – ЧС техногенного характера. В основе аварий могут лежать как технические причины, связанные с износом оборудования, его разрушением, нарушением технологического процесса, отказом электроники и механических средств предотвращения появления опасных факторов, таких как повышение давления, так и антропогенный

					Социальная ответственность	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

фактор.

Уменьшение вероятности возникновения ЧС техногенного характера на объектах МН и повышение устойчивости объекта достигаются следующими мероприятиями:

- организация технической диагностики оборудования, коммуникаций, их техническое обслуживание и ремонт;
- использование современных приборов контроля и сигнализации;
- проведение периодических и внеочередных инструктажей с обслуживающим персоналом, медицинских обследований работников на предмет соответствия их здоровья установленным требованиям;
- соблюдение всех правил и требований работы с оборудованием, неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования.

Для того чтобы предотвратить ЧС социального характера (террористический акт) территории объектов МН оборудуют системами видеонаблюдения, сигнализацией, а также огораживают по периметру [47]. Персонал проходит инструктажи по способам противодействия преступникам и правилам поведения в подобных ситуациях. Проводятся периодические учения с задействованием в них охранной службы предприятия, МЧС и полиции.

Минимизация последствий ЧС экологического и стихийного характеров обеспечивается еще на стадии проектирования МН. Место расположения и планировка объекта определяются в зависимости от тектонической активности, формы рельефа, свойств грунта, наличия поблизости разного рода растительности и близости к населенным пунктам. Для защиты от попадания молнии на территории объекта устанавливают молниеотвод, а для прекращения распространения огня на территорию объектов МН вокруг нее по всему периметру вспахивают полосы земли, удаляют сухую растительность и выкашивают траву. Для того чтобы исключить возможность повреждения МН обеспечиваются охранные зоны по 25 м. от оси трубы.

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

Заключение

В данном разделе «Социальная ответственность» приведены понятия вредных и опасных факторов, влияющих на состояние здоровья работников, а также обязательные меры для безопасной работы людей при ремонте и эксплуатации магистральных нефтепроводов. Также представлены СИЗ, используемые для предотвращения или уменьшения воздействия вредных и опасных производственных факторов, выявлена наиболее типичная ЧС на объекте и сформированы мероприятия по уменьшению вероятности возникновения ЧС.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенной работы все поставленные задачи были выполнены, а именно:

- ✓ рассмотрена нормативно-техническая документация в области эксплуатации магистральных нефтепроводов;
- ✓ проведен анализ технологий земляных работ при проведении капитального ремонта МН в условиях низких отрицательных температур;
- ✓ разработаны предложения по внедрению и применению передовых технологий при капитальном ремонте МН;
- ✓ произведен расчёт параметров ремонтного котлована при планировании земляных работ в универсальной среде Microsoft Excel;
- ✓ приведена методика определения продолжительности оттаивания мерзлых грунтов по номограмме при использовании термоэлектроматов.

В конечном итоге, в работе предложена новая технология проведения земляных работ в условиях низких отрицательных температур при капитальном ремонте МН, максимально снижающая вероятность его повреждения и тем самым сохраняющая его надежность – применение термоэлектроматов ТЭМ-800 для оттаивания мерзлого грунта с последующей его выемкой.

					Исследование технологий проведения земляных работ при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов в условиях низких отрицательных температур			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Анисимов В. В.				Заключение	Лит	Лист	Листов
Руковод.	Брусник О. В.						99	120
Консульт.								
Рук-ль ООП	Шадрина А. В.					НИ ТПУ ИШПР		
						ГРУППА 2БМ81		

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 27.002–2015. Надежность в технике. Термины и определения. – Москва: Изд-во стандартов, 2015. – 39 с.
2. Профессиональный стандарт 19.061. Специалист по организации строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов нефтегазовой отрасли. – Москва: [б.и.], 2018. – 57 с.
3. Температура воздуха / География: [Электронный ресурс] – Режим доступа к стр.: <https://geographyofrussia.com/temperatura-vozduxa/> (дата обращения: 01.02.2020 г.).
4. Механика грунтов, основания и фундаменты (включая специальный курс инженерной геологии): Учебник. 3-е изд., стер. / Б.И. Далматов. – СПб.: Изд. «Лань», 2012. – 416 с.
5. Пономарёва Т.М. Моделирование напряженно-деформированного состояния ремонтируемого участка трубопровода [Текст]: дис.....канд. техн. наук: 05.13.18 / Пономарёва Татьяна Михайловна. – Тюмень, 2008. – 152 с.
6. Cold Regions Science and Technology. Water content variations during unsaturated feet-scale soil freezing and thawing / Fei Xu, Wenyu Song, Yaning Zhang, Bingxi Li, Yiran Hu, Yongsong Kim, Zhongbin Fu. / China. – 2019.
7. Cold Regions Science and Technology. Study on strength criterion for frozen soil / Xingyan Liu, Enlong Liu, De Zhang, Ge Zhang, Bingtang Song / China. – 2019.
8. Свод правил. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. – Москва: [б.и.], 2013. – 97 с.
9. Cold Regions Science and Technology. Ratcheting analysis of “pipe – freezing soil” interaction / Alexander Cherniavsky / Russia. – 2018.

					<i>Исследование технологий проведения земляных работ при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов в условиях низких отрицательных температур</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Анисимов В. В.</i>			<i>Список использованных источников</i>	<i>Лит</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О. В.</i>					100	120
<i>Консульт.</i>								
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Шадрина А. В.</i>						
						НИ ТПУ		
						ИШПР		
						ГРУППА		
						2БМ81		

10. Бородавкин П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1986, 224 с

11. Ухов С.Б., Семенов В.В., Знаменский В.В. [и др.] Механика грунтов, основания и фундаменты: Учеб. Пособие М55 для строит. Спец. Вузов. – М.: Высш. Шк., 2009. – 566 с.: ил.

12. Вялов С.С., Плющинский В.Г., Городецкий С.Э и др. Прочность и ползучесть мерзлых грунтов и расчеты ледогрунтовых ограждений – М.: Изд. АН СССР, 1962. – 254 с.

13. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности / Димов Л.А. [и др.] - М.: Издательство «Горная книга», 2010 – 392 с.

14. Механика мерзлых грунтов и принципы строительства нефтегазовых объектов в условиях Севера: Учебник / Под ред. Н.Н. Карнаухова – М: Изд.ЦентрЛитНефтеГаз. – 2008. – 432 с.

15. Руководящий документ: РД-23.020.00-КТН-053-17. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и нефтебаз: нормативно-технический материал. – Москва: ООО «НИИ Транснефть», 2017. – 173 с.

16. Руководящий документ: РД 39-30-499-80. Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов: нормативно-технический материал. – Уфа: ВНИИСПТнефть 450055, 1981. – 48 с.

17. Руководящий документ: РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов: нормативно-технический материал. – Москва: ОАО «АК» Транснефть», 2000. – 148 с.

18. Руководящий документ: РД 39-00147105-015-98. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов: нормативно-технический материал. – Уфа: [б.и], 1998. – 197 с.

19. Руководящий документ: РД 153-39.4-067-04 Методы ремонта

					Список использованных источников	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов: нормативно-технический материал. – Москва: ОАО «АК» Транснефть», 2004. – 158 с.

20. Руководящий документ: РД 153-112ТНП-027-97. Инструкция по капитальному ремонту нефтепродуктопроводов диаметром 100-720 мм в зимних условиях: нормативно-технический материал. – Москва: [б.и], 1998. – 106 с.

21. Отраслевой регламент: ОР 16.00-45.21.30-КТН-005-2-01. Регламент организации работ по техперевооружению, реконструкции и капитальному ремонту объектов магистральных нефтепроводов с заменой труб, изоляции и выборочным ремонтом: нормативно-технический материал. – Москва: [б.и], 2003. – 94 с.

22. Руководящий документ: РД 153-39.4-114-01. Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах: нормативно-технический материал. – Москва: [б.и], 2001. – 92 с.

23. Свод правил. СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство. СНиП 12-04-2002. – Москва: [б.и.], 2002. – 92 с.

24. Руководящий документ: РД-13.110.00-КТН-031-18. Правила безопасности при эксплуатации объектов ПАО «Транснефть» : нормативно-технический материал. – Москва: ООО «НИИ Транснефть», 2018. – 301 с.

25. Руководящий документ: РД-23.040.00-КТН-064-18. Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистрального трубопровода: нормативно-технический материал. – Москва: ООО «НИИ Транснефть», 2018. – 240 с.

26. Руководящий документ: РД-13.220.00-КТН-148-15. Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы «Транснефть» : нормативно-технический материал. – Москва: ООО «НИИ Транснефть», 2018. – 139 с.

27. Ведомственные строительные нормы: ВСН 52-96. Инструкция по

					Список использованных источников	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

производству земляных работ в дорожном строительстве и при устройстве подземных инженерных сетей: нормативно-технический материал. – Москва: [б.и.], 1998. – 18 с.

28. МТУСИ. Расчет оттаивания грунтов посредством СВЧ-нагрева на основе метода интегральных уравнений / Р.В. Арутюнян // Известия вузов. Электромеханика. – 2015. – №542. – 7 с.

29. Руководящий документ: РД-23.040.00-КТН-201-17. Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций: нормативно-технический материал. – Москва: ООО «НИИ Транснефть», 2017. – 173 с.

30. Распределение тепла в грунте при прогреве / ФлексиХИТ: [Электронный ресурс] – Режим доступа к стр.: <http://blog.flexyheat.ru/otchet-po-issledovaniyu-termomatov-pri-otogreve-grunta/> (дата обращения: 05.02.2020 г.).

31. Боярко Г. Ю. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: методические указания / Г. Ю. Боярко, О. В. Пожарницкая, В. Б. Романюк и др. – Томск: НИ ТПУ, 2017. – 42 с.

32. Международный стандарт ICCSR26000:2011. Социальная ответственность организации. Требования. – Москва: ЦЭП ВОК, 2011. – 32 с.

33. ОР Отраслевой регламент: ОР-13.100.00-КТН-082-18. Порядок организации огневых, газоопасных, ремонтных и других работ повышенной опасности на объектах организаций системы «Транснефть»: нормативно-технический материал. – Москва: ООО «НИИ Транснефть», 2018. – 146 с.

34. О специальной оценке условий труда: Федеральный закон от 28.12.2013 №426 – ФЗ // Собрание законодательства. – 2013. – ст. 7.

35. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Москва: Изд-во стандартов, 1976. – 3 с.

36. ГОСТ 12.0.003-2015. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Москва: Стандартинформ, 2016. – 16 с.

37. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Москва: Изд-во стандартов, 1989. – 109 с.

					Список использованных источников	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

38. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – Москва: Минздрав России, 2011. – 20 с.
39. ГН 2.2.5.1313 – 03. Предельные допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – Москва: Минздрав России, 2003. – 268 с.
40. Трудовой кодекс Российской Федерации. Официальный текст: текст Кодекса приводится по состоянию на 1 января 2018 г. – Москва: Статус, 2017. – 280 с.
41. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – Москва: Деан, 2003. – 48 с.
42. ГОСТ ИЕС 61140-2012. Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования. – Москва: Стандартинформ, 2014. – 35 с.
43. ГОСТ 12.4.011–89. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – Москва: Изд-во стандартов, 1990. – 8 с.
44. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. – Москва: Изд-во стандартов, 1978. – 7 с.
45. ГОСТ 30852.19 – 2002. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования. – Москва: Стандартинформ, 2014. – 26 с.
46. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений. – Москва: Изд-во стандартов, 1978. – 3 с.
47. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения. – Москва: Стандартинформ, 2017. – 11 с.

					Список использованных источников	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А (справочное)

Excavation methods in MOP overhaul under conditions of low negative temperatures

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ81	Анисимов В. В.		

Руководитель ВКР

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

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ	Поздеева Г. П.	к. филол. н., доцент		

					Исследование технологий проведения земляных работ при капитальном ремонте магистральных нефтепроводов в условиях низких отрицательных температур								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Анисимов В. В.			Приложения				Лит	Лист	Листов		
Руковод.		Брусник О. В.									105	120	
Консульт.									НИ ТПУ ИШПР				
Рук-ль ООП		Шадрина А. В.							ГРУППА 2БМ81				

2.1 Types of main oil pipelines repair

There are the following types of repair of main oil pipelines [15]:

1) Current repairs and maintenance

The works carried out during the current repairs and maintenance of the main oil pipelines (MOP) are inspections and minor corrections, examinations of the pipeline technical condition, preparatory work for the pipeline operation in the autumn-winter period, during the spring flood, as well as periodic cleaning of the pipeline internal cavity from deposits. Maintenance, as a rule, is characterized by the absence of work to restore the pipe wall and insulation and is performed without stopping the pumping through the pipeline [16].

Pipeline maintenance work is being carried out due to the schedule drawn up by the oil pipeline management, a line inspector, as well as a repair and renewal operations team.

To perform maintenance and repair work of communication lines and electrical protection equipment, employees of the relevant services are involved.

2) Medium repair

This type of repair of main oil pipelines includes planned works carried out to restore linear fittings and equipment, repair a communication line and electrical protection equipment with a partial replacement of failed devices, clean the pipeline internal cavity in order to bring its throughput capacity to the initial design capacity with simultaneous modernization of pig closures spheres and barred tees, water crossings inspection and repair. Medium repair is characterized by low volumes of the pipeline breaks and no need for the pipeline repair (underground pipelines). As a rule, it is carried out in the summer period of the year according to the planned repair tag [17].

For some medium repair works, a pumping stop is planned.

3) Overhaul

Overhaul of main oil pipelines is characterized by high volumes of work

					Приложения	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

associated with the pipeline breaks and carried out routinely due to the data on damages as well as the technical condition survey of pipeline sections scheduled to be repaired [18].

Overhaul is carried out on the basis of specifically compiled technical project and estimate documentation.

Due to the purpose of works performed, the overhaul is divided into three types:

Insulation coating replacement of pipelines

When failed and worn out, insulation coating of pipelines is replaced with the bearing capacity restoration of the pipeline wall. It can be performed without stopping the product pumping through the pipeline. The old insulation is completely removed and a new one is applied [19].

Repair with insulation coating replacement is carried out in the following ways:

- with the pipe lifting in the trench (for oil pipelines with diameters from 219 to 720 mm);
- with the pipe lifting and laying in the trench (for oil pipelines with diameters from 219 to 720 mm);
- without the pipe lifting while maintaining its position (for oil pipelines with diameters from 820 to 1220 mm).

Repair method with the pipeline lifting in the trench

Technological operations are carried out in the following sequence (figure 2.1):

- the pipeline location updates;
- topsoil stripping, moving it to a temporary dump and the driving lane planning in the traffic area of the construction and maintenance equipment;
- trenching to lower generating line of the pipeline;
- preliminary inspection of the technical condition of the pipeline, determining the defects detected by inline inspection tool (IIT) and other methods,

					Приложения	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

and further repair;

- pipe lifting;
- cleaning the pipeline from the old insulation coating;
- applying a new insulating coating;
- the pipe laying to the trench bottom;
- pipe padding and trench refilling with mineral soil;
- technical fertile soil restoration.

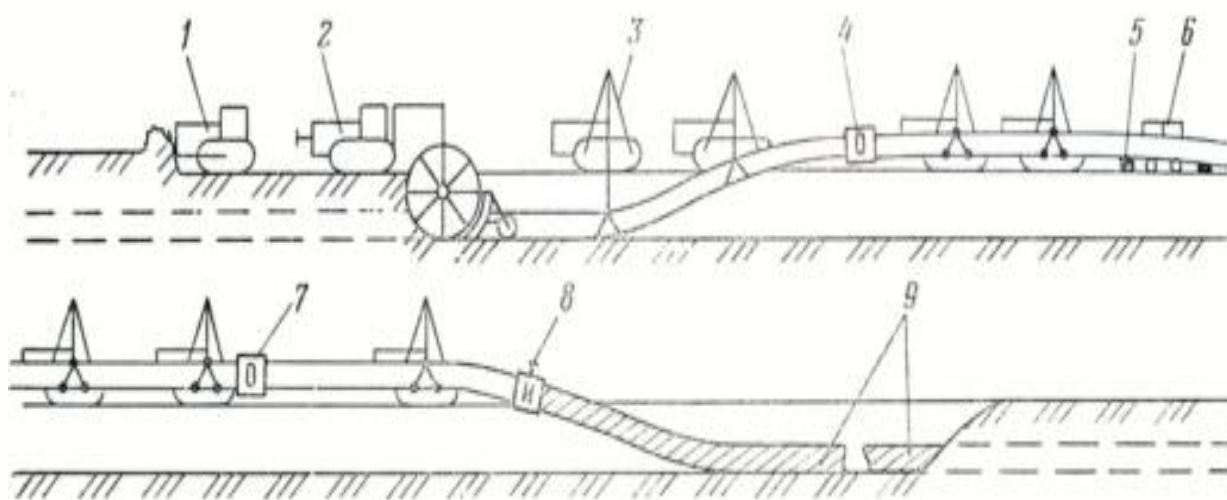


Fig. 2.1 – The arrangement of machines and equipment during the pipeline lifting in the trench:

1 – a bulldozer; 2 – an overburden bucket excavator; 3 – a pipe layer; 4 – a cleaning machine; 5 – rollers on trench edge; 6 – a welding truck; 7 – a cleaning machine; 8 – a coating-and-wrapping machine; 9 – a repaired pipeline section.

Repair method with the pipeline lifting and laying on the rollers in the trench

Technological operations are carried out in the following sequence (figure 2.2):

- the pipeline location updates;
- topsoil stripping, moving it to a temporary dump and the driving lane planning in the traffic area of the construction and maintenance equipment;

- trenching to lower generating line of the pipeline;
- preliminary inspection of the technical condition of the pipeline, determining the defects detected by inline inspection tool (IIT) and other methods, and further repair;
- pipe lifting;
- cleaning the pipeline from the old insulation coating;
- the pipe laying on the rollers in the trench;
- the pipe walls defects elimination;
- pipe lifting;
- resurface the pipeline;
- applying a new insulating coating;
- the pipe laying to the trench bottom;
- pipe padding and trench refilling with mineral soil.

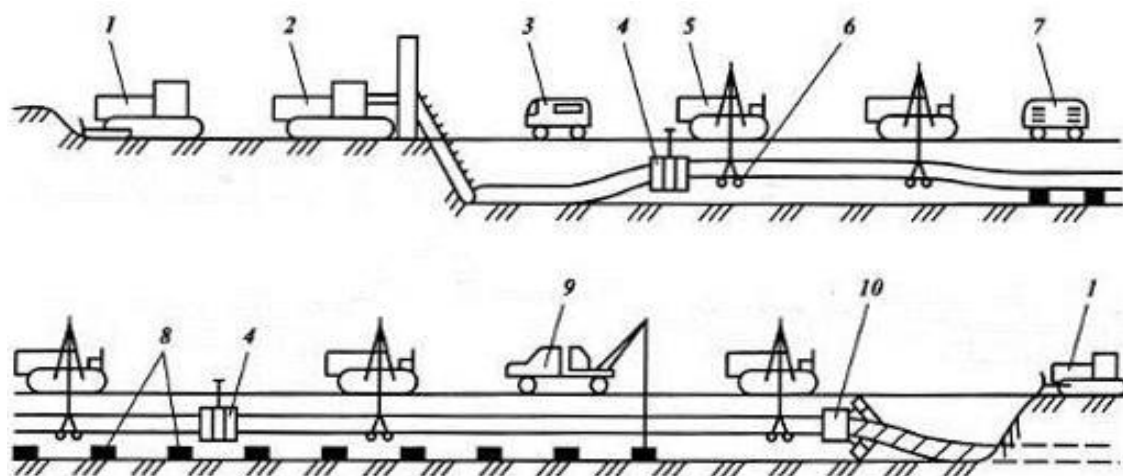


Fig. 2.2 – The arrangement of machines and equipment during the pipeline lifting and laying on the rollers in the trench:

1 – a bulldozer; 2 – an overburden bucket excavator; 3 – a mobile diagnostic laboratory; 4 – a cleaning machine; 5 – a pipe layer; 6 – a trolley pipe holder; 7 – a portable electrical power plant; 8 – rollers; 9 – an automotive-type crane; 10 – a coating-and-wrapping machine.

Repair method without the pipeline lifting while maintaining its location

Technological operations are carried out in the following sequence (figure 2.3):

- the pipeline location updates;
- topsoil stripping, moving it to a temporary dump and the driving lane planning in the traffic area of the construction and maintenance equipment;
- pipeline breaks with lateral trenching below lower generating line of the pipeline;
- preliminary inspection of the technical condition of the pipeline, determining the defects detected by inline inspection tool (IIT) and other methods, and further repair;
- excavation works under the pipeline;
- cleaning the pipeline from the old insulation coating;
- inspection and defect identification on the cleared area;
- repair of pipe wall defects;
- applying a new insulating coating;
- pipe padding with tamping of soil under the pipeline in the areas determined by the method statement (MS) and trench refilling;
- technical fertile soil restoration.

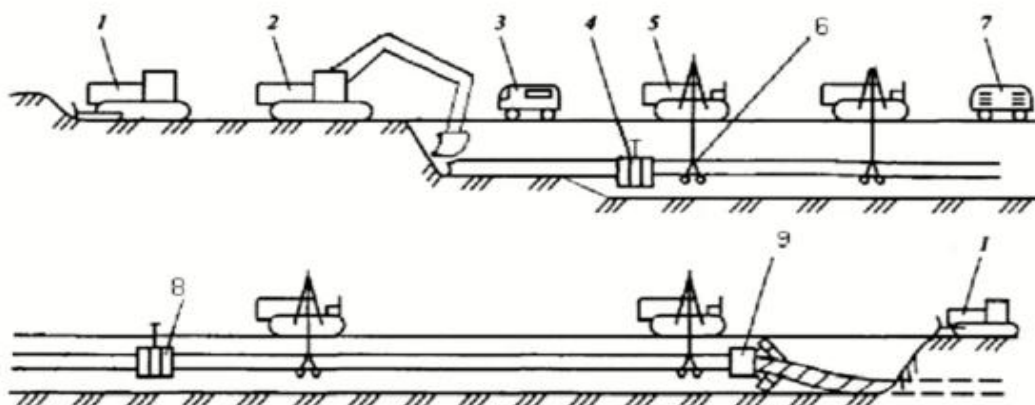


Fig. 2.3 – The arrangement of machines and equipment during repair without lifting of the pipeline and changing its location;

1 – a bulldozer; 2 – an overburden bucket excavator; 3 – a mobile diagnostic laboratory; 4 – a digging machine; 5 – a pipe layer; 6 – a trolley pipe holder; 7 – a portable electrical power plant; 8 – a pipe-swabbing machine; 9 – a coating-and-wrapping machine.

Pipeline repair with insulation replacement in winter is recommended to be performed in three stages:

Stage 1. Work performed in the warm season (before freezing):

- the pipeline location updates;
- topsoil stripping, moving it to a temporary dump and the driving lane planning in the traffic area of the construction and maintenance equipment;
- plowing or loosening of the trench working zone;
- re-adjustment of the pipeline centerline.

Stage 2. Work performed in the winter:

- snow removal of trench development zone and repair equipment passage area for daily repairs;
- trenching and cleaning the pipeline from the old insulation coating;
- repair and renewal operations;
- the pipe laying to the trench bottom, pipe padding and trench refilling with mineral soil during repair with pipe lifting; or pipe padding with soil embedding and compacting under the pipeline at the planned preventive maintenance (PPM) sites specified and trench refilling with mineral soil during repairs without lifting of the pipeline and changing its location).

Stage 3. Work performed after thawing of soil dumps:

- planning the trench backfill zone;
- technical fertile soil restoration.

Overhaul with restoration of the pipe wall (selective repair)

Pipeline sections repair with dangerous and potentially dangerous wall defects that are identified during inline inspection tool (IIT), as well as repair of complex

					Приложения	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

sections (intersections with ground and underground communications and sections adjacent to nodes of linear reinforcement). Depending of the technical condition of the pipeline, it can be carried out without stopping oil pumping after lowering the operating pressure or with a short stop when pipeline lifting [20].

According to results of the technical condition assessment, the following types of repair or reconstruction of the pipeline are planned:

a) repair of short sections with the cutting out of defective places or pipes with the installation of spoolers or pipe sections;

b) selective repair of short sections of the pipeline with repair of the pipe wall and welds with restoration of the pipes bearing capacity (repair without cutting) and replacement of insulation.

Each type of repair must be carried out in accordance with the method(s) of repair established by the regulatory documents.

Repair planning and preventing possible damage to the pipeline is carried out due to the nature and degree of danger of defects, taking into account the technical condition of the pipeline.

Selective overhaul of pipeline sections with defects to be removed must be carried out by replacing the defective section with a new one in accordance with current regulatory documents.

Selective overhauls without stopping oil pumping (restoration or strengthening of the pipe wall, installation of repair structures) can be performed at a pressure not more than 2,5 MPa without the pipeline lifting, and changing its location in the trench, according with the requirements of norms for a specific repair method.

Technological operations when performing selective repairs without stopping the oil pumping are carried out in the following sequence:

- the pipeline location updates;
- clarification of the boundaries of the element in repair;
- topsoil stripping, moving it to a temporary dump;
- work associated with pipeline breaks with lateral trenching below

					Приложения	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

lower generating line of the pipeline;

- excavation works under the pipeline (with or without soil supports);
- cleaning the pipeline from the old insulation coating;
- visual inspection of the defective section of the pipeline, if it is necessary, additional control by physical methods;
- repair of defective spots (restoration or strengthening of the pipe wall, installation of repair structures);
- applying a new insulating coating and quality control;
- pipe padding with soil embedding and compacting under the pipeline and trench refilling;
- technical fertile soil restoration.

When performing repairs with the spooler replacement or pipe, the following technological operations must be performed:

- work associated with the pipeline breaks;
- trenching; a oil-gathering tank construction;
- tie-in elbow bends into the repaired and parallel (if any) oil pipelines for oil pumping;
- oil pumping stop and the repaired area isolation with valves;
- emptying the repaired area from oil by pumping it into a parallel oil pipeline, pumping it into collapsible containers or into an oil-gathering tank;
- cutting out a defective spooler (pipe);
- sealing the internal cavity of the oil pipeline;
- preparation of the pipe ends for installation and welding;
- preparation and fitting of a new spooler (pipe) in place;
- tacking and welding of the spooler into the oil pipeline;
- operation of the repaired area and the resumption of oil pumping;
- oil re-pumping from collapsible containers or into an oil-gathering tank;

					Приложения	Лист
						113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- cleaning and applying a new insulating coating;
- filling the repaired section of the pipeline, the waste pit;
- technical fertile soil restoration.

Overhaul with the pipe replacement

It is performed when the wall of the long pipeline section is worn considerably. Pipes are replaced only with the permission of a parent organization due to the brief description of the technical condition of the pipeline section. It is carried out with oil pumping stop during new pipe sections cut-in [21].

With partial replacement of the pipe, work is carried out by the repair and construction department with the involvement of the repair and restoration team; when replacing large sections of the pipeline with a specialized construction and installation organization according to the technical conditions for the construction of main pipelines.

The same type of repair includes rebuilding works and transfer of the pipeline bypassing any objects and settlements, cleaning the internal pipeline cavity in preparation for pumping another type of product.

As already mentioned, the trenching is an integral part of the overhaul of main oil pipelines, but in winter conditions this stage becomes problematic and time-consuming.

Repair with the replacement of pipes is carried out in the following ways:

- by laying in a parallel trench a newly laid section of the pipeline next to the replaced one with the subsequent dismantling of the latter;
- by laying in a separate trench, within the existing pipeline communication right-of-way, the newly laid pipeline section with the subsequent opening and dismantling of the replaced;
- by dismantling the replaced pipeline and laying the newly laid pipeline in the previous design position.

					Приложения	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Laying in a combined trench a newly laid section of the pipeline next to the replaced one

laying in a combined trench a newly laid section of the pipeline next to the replaced one is used in cases when:

- separate trenching is not possible due to cramped conditions, while a section of a considerable extent is subject to replacement, and a working pipeline stop for a considerable time is unacceptable due to its heavy workload;
- at any oil pipeline capacity, if high-quality oil is pumped through it, which has specific properties and is not replaceable by other oil for the consumer, or if the oil pipeline is the main transport route for the supply of oil to oil refineries, oil terminals and filling stations.

Technological operations during this overhaul are carried out in two stages.

At the first stage, work is performed in the following sequence:

- the pipeline location updates;
- topsoil stripping, moving it to a temporary dump;
- combined trenching;
- the driving lane planning in the traffic area of the construction and maintenance equipment;
- welding of single pipes in a section at a pipe laydown and storage areas;
- moving out pipe sections to the route and their layout on the edge of the trench;
- welding of pipe sections into a thread (welding of single pipes into a thread on the edge of the trench is allowed);
- cleaning and applying a new insulating coating;
- pipe laying to the trench;
- partial backfilling of the laid pipeline with soil;
- cleaning the internal cavity of the pipeline;
- testing for strength and tightness;

					Приложения	Лист
						115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- connection of electrochemical protection;
- disconnection of the replaced part and cut-in a new section to the existing pipeline.

At the second stage, work is performed in the following sequence:

- emptying, flushing the replaced pipeline;
- lifting, cleaning the pipeline from the old insulation coating and laying the pipeline on the edge of the trench;
- cutting the pipeline into parts;
- transportation of pipes to the storage location;
- trench refilling with mineral soil;
- technical fertile soil restoration.

Taking into account that the considerable extent sections are usually subject to replacement in this way and this process is time-consuming, sometimes taking up the entire repair season, and dismantling of the replaced pipe section is possible only after putting the newly constructed section into operation. The actual dismantling is carried out in a year.

Therefore, the distance between the new section of the pipeline and the section to be dismantled should be adequate not damage the existing pipeline when opening and replacing the replaced section. This distance is calculated due to the dismantling method and the technique used.

When reusing pipes, for dismantling the pipeline with a diameter of up to 377 mm (in natural moisture soils) it is enough to break the pipeline more than half the diameter; with diameters of 530-820 mm – to the bottom of the pipe, and with diameters of 1020-1220 mm – below the bottom of the pipe with partial digging on one or both sides.

As the dismantled pipes are removed and transported from the route, it is necessary to backfill the trench immediately.

Laying a newly laid pipeline section in a separate trench

During overhaul with the replacement of pipes by laying the newly laid

					Приложения	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

pipeline in a separate trench within the existing technical communications pipeline right-of-way, technological operations are performed in two stages.

At the first stage, work is performed in the following sequence:

- fixing the route of the newly laid pipeline in-place;
- topsoil stripping, moving it to a temporary dump and the driving lane planning in the traffic area of the construction and maintenance equipment;
- welding of single pipes in a section on a pipe-welding base;
- moving out pipe sections to the route and their layout along the future trench;
- welding of pipe sections into a thread (welding of single pipes into a thread on the edge of the trench is allowed);
- trenching;
- cleaning and applying a new insulating coating and quality control;
- the pipe laying to the trench;
- pipe padding and trench refilling with mineral soil;
- cleaning the internal cavity of the pipeline;
- testing for strength and tightness;
- connection of electrochemical protection;
- disconnection of the replaced and cut-in the new section to the existing oil pipeline;
- technical fertile soil restoration.

At the second stage, work is performed in the following sequence:

- the pipeline location updates;
- emptying, flushing the disconnected section of the pipeline;
- topsoil stripping, moving it to a temporary dump;
- work associated with the pipeline breaks to lower generating line of the pipeline;
- lifting, cleaning the pipeline from the old insulation coating and laying the pipeline on the edge of the trench;

					Приложения	Лист
						117
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- trench refilling with mineral soil;
- cutting the pipeline into parts;
- transportation of pipes to the place of storage;
- technical fertile soil restoration.

When repairing, it is necessary to adopt such a technical equipment movement and placement scheme allowing to save existing communications and ensure their normal technological functioning.

Laying the newly laid section of the pipeline in the previous design position after dismantling the replaced section of the pipeline

This repair method requires a long shutdown of the existing pipeline, so it is applicable:

- with small-sized sections replacement;
- if it is possible to shut off the replaced section for a long time without affecting the volume of oil reception and delivery (when redistributing the volume of pumped oil to other pipelines and directions, as well as small volumes of pumping and significant volumes of tank capacity for placing oil on previous and subsequent sections of the pipeline);
- pipeline laying in rocky areas, when the dimensions of the trench do not allow the pipeline to be repaired.

In overhaul with the replacement of pipes by dismantling the replaced pipeline and laying a new one in the previous design position, technological operations are performed in two stages.

At the first stage, work is performed in the following sequence:

- the pipeline location updates;
- emptying, flushing the disconnected section of the pipeline;
- topsoil stripping, moving it to a temporary dump;
- work associated with the pipeline breaks to lower generating line of the pipeline;
- shutdown of the pipeline;

					Приложения	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- emptying, flushing the replaced pipeline;
- lifting, cleaning the pipeline from the old insulation coating and laying the pipeline on the edge of the trench;
- cutting the pipeline into parts;
- transportation of pipes to the storage location.

Simultaneously with the dismantling of the replaced pipeline, new single pipes are welded at the pipe laydown and storage areas.

At the second stage, work is performed in the following sequence:

- completion of the trench or trenching;
- moving out the sections and their layout on the edge of the trench;
- welding of pipe sections into a thread;
- cleaning, applying a new insulating coating;
- the pipe laying to the trench;
- pipe padding and trench refilling with mineral soil;
- cleaning the internal cavity of the pipeline;
- testing for strength and tightness;
- connection of electrochemical protection;
- connection (insert) of a new section to the existing oil pipeline;
- technical fertile soil restoration.

4) *Unscheduled repairs*

Unscheduled repair is a repair that is not provided for by the annual repair schedule, caused by a pipeline accident or other reasons.

Emergency repair consists in eliminating accidents and damage caused by disturbance of the pipeline tightness, damage to tanks, linear fittings, breakdowns of the main or auxiliary equipment and structures of pumping or filling stations, and restoring normal conditions for the operation of the pipeline [22].

The nature of emergency repairs depends on the complexity of the damage. It may include isolation of the damaged area from the main; dikes creation of barrage devices (bunds, foundation pits); gathering petroleum products and their subsequent

					Приложения	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

pumping into a pipeline or tank; in place pipeline breaks; trenching for welding; welding work (welding of spools or pipes); replacement and repair of damaged valves; applying an insulating coating to the repaired section of the pipeline; removal of the causes of communication failure and oil pumping stop through the pipeline (wire breakage, supports damage, etc.); removal of the causes of the pipe blockage and etc.)

Emergency repairs are characterized by high requirements for compliance with safety measures and fire safety. They are mostly performed with oil pumping stop through the pipeline for the period of the damage correction.

This type of repair is carried out by the emergency recovery team, equipped with all the necessary machines, equipment, tools, fire extinguishing equipment and personal protective equipment. It is made at any time of the year or day.

					Приложения	Лист
						120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		