

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Моделирование и оценка напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов при прокладке и капитальном ремонте с целью определения оптимальных технологических параметров

УДК 622.692.4:624.042.62

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Акименко Егор Алексеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков В.К.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ООД	Сечин А.А.	к.т.н., доцент		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ	Сечин А.А.	к.филолог.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях

ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в трубопроводном транспорте нефти и газа
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности
ПК(У)-6	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Шадрина А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Акименко Егору Алексеевичу

Тема работы:

Моделирование и оценка напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов при прокладке и капитальном ремонте с целью определения оптимальных технологических параметров	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	39-42/с от 08.02.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Изучение технологического процесса капитального ремонта трубопроводов; Расчет трубопровода на прочность и недопустимость пластических деформаций; Оценка основных нагрузок, действующих на трубопроводы; Расчет напряженно-деформированного состояния трубопроводов в программном комплексе ANSYS; Минимизация эквивалентных напряжений, возникающих в ремонтируемом трубопроводе;

	Оптимизация расстояний между оборудованием и расстояний между трубоукладчиками при процессе переизоляции трубопровода.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Профессор, д.э.н., Шарф Ирина Валерьевна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
Иностранный язык	Доцент, к.филолог.н., Айкина Татьяна Юрьевна

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

Литературный обзор
Методика расчета на прочность и устойчивость линейных участков трубопроводов при капитальном ремонте
Расчетная часть
Моделирование в программном комплексе ANSYS
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: экономическая эффективность
Социальная ответственность: производственная безопасность при выполнении капитального ремонта трубопровода
Modeling and evaluation of the stress-strain state of oil and gas pipelines during laying and overhaul in order to determine the optimal technological parameters

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Никульчиков Виктор Кенсоринович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Акименко Егор Алексеевич		

Определения

трубопровод: сооружение из труб, деталей трубопровода, арматуры, плотно и прочно соединенных между собой, предназначенное для транспортирования газообразных и жидких продуктов.

трубопровод магистральный: единый производственно – технологический комплекс, включающий в себя здания, сооружения, линейную часть, в том числе объекты, используемые для обеспечения транспортирования, хранения и (или) перевалки на автомобильный, железнодорожный и водный виды транспорта жидких или газообразных углеводородов, измерения жидких (нефть, нефтепродукты, сжиженные углеводородные газы, газовый конденсат, широкая фракция легких углеводородов, их смеси) или газообразных (газ) углеводородов, соответствующих требованиям законодательства Российской Федерации.

участок трубопровода: часть технологического трубопровода, как правило, из одного материала, по которому транспортируется вещество при постоянных давлении и температуре. При определении участка трубопровода в его границах для одного номинального прохода должна быть обеспечена идентичность марок арматуры, фланцев, отводов, тройников и т.п.

капитальный ремонт: это комплекс технических мероприятий, направленных на полное или частичное восстановление линейной части эксплуатируемого нефтепровода до проектных характеристик с учётом требований действующих нормативных документов.

изгиб трубопровода упругий: Изменение направления оси трубопровода (в вертикальной или горизонтальной плоскостях) без использования отводов.

					Моделирование и оценка напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов при прокладке и капитальном ремонте с целью определения оптимальных технологических параметров			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Акименко Е.А.			Определения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никulichиков В.К.					6	100
Рук. ООП		Шадрина А.В.						
						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		

заглубление трубопровода: расстояние от верха трубы до поверхности земли; при наличии балласта - расстояние от поверхности земли до верха балластирующей конструкции.

авария: разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.

чрезвычайная ситуация: обстановка, сложившаяся на определенной территории или акватории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

давление номинальное: наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный срок службы арматуры и деталей трубопровода (МПа, кгс/см²).

давление рабочее: максимальное внутреннее избыточное или наружное давление, возникающее при нормальном протекании рабочего процесса (МПа, кгс/см²).

устойчивость: свойство прямолинейного или упруго – изогнутого участка трубопровода сохранять исходную форму равновесия при заданных нагрузках и воздействиях и возвращаться в исходную форму при отклонении от нее (при ремонте с подъемом участок трубопровода после подъема трубоукладчиками должен возвращаться в исходное положение).

					Определения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		7

Обозначения и сокращения

МГ – магистральный газопровод;

МН – магистральный нефтепровод;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

КПП СОД – камера приема-пуска средств очистки и диагностики;

ПБ – промышленная безопасность;

РД – руководящий документ;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ТУ – техническое условия;

ЭХЗ – электрохимическая защита.

					Моделирование и оценка напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов при прокладке и капитальном ремонте с целью определения оптимальных технологических параметров			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
Разраб.		Акименко Е.А.			Обозначения и сокращения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Руковод.		Никульчиков В.К.					8	100
Рук. ООП		Шадрина А.В.						
						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 100 страниц, в том числе 28 рисунков, 8 таблиц и 34 литературных источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: магистральный газо-нефтепровод, капитальный ремонт, свободный пролет трубопровода, надежность.

Объектом исследования является магистральный газо- и нефтепровод.

Целью исследования является моделирование и оценка напряженно-деформированного состояния газо-нефтепроводов при прокладке и капитальном ремонте с целью определения оптимальных технологических параметров.

Задачи:

1. Изучить общие понятия технологических процессов капитального ремонта;
2. Провести расчет проверки на прочность и недопустимость пластических деформаций трубопровода;
3. Минимизировать эквивалентные напряжения, возникающие в ремонтируемом трубопроводе;
4. Рассчитать напряженно – деформированное состояние трубопровода и радиусы упругого изгиба в программном комплексе ANSYS;
5. Оптимизировать расстояние между оборудованием в колонне при ремонте изоляции в траншее и расстояние между трубоукладчиками при ремонте в процессе переизоляции трубопровода на берме траншеи.

					Моделирование и оценка напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов при прокладке и капитальном ремонте с целью определения оптимальных технологических параметров			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Акименко Е.А.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никulichиков В.К.					9	100
Рук. ООП		Шадрина А.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		

В результате работы было проведено моделирование процесса проведения капитального ремонта магистрального нефтегазопровода путем сплошной переизоляции с целью определения оптимальных расстояний между трубоукладчиками при укладке трубопровода на берме траншеи и расстояний между технологическим оборудованием в колонне при ремонте в траншее. Конечной целью является повышение надежности трубопроводов.

					Реферат	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	14
1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР	15
1.1 Капитальный ремонт и его классификация.....	15
1.2 Методы ремонта линейной части нефтегазопроводов.....	18
1.2.1 Ремонт трубопровода в траншее с подкопкой	18
1.2.2 Ремонт трубопровода с подъемом и укладкой его на берму траншеи .	18
1.2.3 Ремонт с подъемом и укладкой трубопровода на бровку траншеи (с вырезкой трубопровода).....	19
1.2.4 Ремонт трубопровода с подъемом и укладкой на лежки в траншее.....	20
1.2.5 Ремонт трубопровода с прокладкой новой нитки параллельно действующему	21
1.3 Характеристика правил капитального ремонта трубопроводов	22
1.4 Современный метод организации производств ремонтно – восстановительных работ на магистральных трубопроводах	23
1.5 Сведения о ремонтируемом газопроводе	25
1.6 Сведения о ремонтируемом нефтепроводе	26
1.7 Земляные работы.....	27
2. МЕТОДИКА РАСЧЕТА НА ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ ЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ	31
2.1 Нагрузки, действующие на ремонтируемые участки трубопровода	32
3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	35

					Моделирование и оценка напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов при прокладке и капитальном ремонте с целью определения оптимальных технологических параметров			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Акименко Е.А.			Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никulichиков В.К.					11	100
Рук. ООП		Шадрина А.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		

6.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	68
6.2	Производственная безопасность.....	69
6.2.1	Анализ выявленных вредных факторов.....	69
6.2.2	Анализ выявленных опасных факторов.....	72
6.3	Экологическая безопасность.....	78
6.3.1	Загрязнение атмосферы	78
6.3.2	Загрязнение гидросферы	79
6.3.3	Загрязнение литосферы	79
6.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	79
	Заключение	82
	Список использованных источников:	84
	Приложение А	88

Введение

В России эксплуатируется более 200 тыс. километров стальных трубопроводов, которые предназначены для транспортировки нефти, газа и нефтепродуктов. Часть из них уже отслужили четверть века. Значение транспортировки углеводородов при помощи трубопроводного транспорта очень высоко. На данный момент это один из самых дешевых способов по доставке нефти и газа на места непосредственного потребления.

Под воздействием перекачиваемых углеводородов, внешней среды и режима эксплуатации несущая способность трубопроводов снижается, что в свою очередь, в связи с необходимостью обеспечения эксплуатационной надежности и экологической безопасности трубопроводов вызывает необходимость ремонта дефектных участков.

На сегодняшний день, для организации процесса капитального ремонта трубопровода необходимо обращать внимание на особенности каждого трубопровода в отдельности. Одним из главных принципов проектирования процесса капитального ремонта является выполнение всех работ поточным методом, что значительно помогает сокращать сроки ремонта. Применение поточного метода организации ремонтных работ, при котором вскрытие трубопроводов, ремонт повреждений и засыпка производятся параллельно на нескольких линиях, требует пересмотра некоторых ограничений, связанных с протяженностью допустимых участков при ремонте.

Пересмотр действующих норм, позволит определить оптимальные технологические параметры трубопроводов при капитальном ремонте, тем самым обеспечит степень механизации процесса капитального ремонта, повысит производительность труда, а также положительно отразится на экономической эффективности.

					Моделирование и оценка напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов при прокладке и капитальном ремонте с целью определения оптимальных технологических параметров			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Акименко Е.А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.					14	100
Рук. ООП		Шадрина А.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		

1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1 Капитальный ремонт и его классификация

Капитальный ремонт трубопровода является комплексом ремонтных мероприятий, который производится по достижению предельных величин износа трубопровода и направлен на полное или частичное восстановление линейной части трубопровода. Капитальный ремонт заключается в полной разработке, замене, а также ремонте неисправных или изношенных частей трубопровода.

Невозможность совместить все процессы организации работ в единый поток, является главной особенностью капитального ремонта, но несмотря на это, необходимо соблюдать последовательность операций в процессе строительства и ремонте.

В капитальный ремонт линейной части входят такие работы как:

- разработка траншей и ремонтных котлованов, подземных коммуникаций, полный осмотр и частичная замена изоляционного покрытия;
- ремонт (замена) дефектных участков МТ и запорной арматуры;
- ремонт (замена) фланцевых соединений, опор, хомутов и кронштейнов;
- проверка состояния сварных швов методами неразрушающего контроля (толщинометрия или внешний осмотр);
- полная очистка внутренней полости МТ, проведение испытаний на прочность и герметичность;
- покраска надземных коммуникаций МТ;

					Моделирование и оценка напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов при прокладке и капитальном ремонте с целью определения оптимальных технологических параметров			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Акименко Е.А.			Литературный обзор	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никучиков В.К.					15	100
Рук. ООП		Шадрина А.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		

- установка защитных конструкций (кожухов) в местах железных и автомобильных дорог;
- работы по упрочнению берега и дна в местах подводных переходов МТ [2].

Классификация капитального ремонта представлена на рисунке 1.

Капитальный ремонт трубопроводов



Рисунок 1.1 – Виды капитального ремонта

В свою очередь, каждый из видов капитального ремонта трубопровода, представленных выше, имеет определенные способы организации процесса капитального ремонта.

Капитальный ремонт трубопровода с заменой труб производится ниже приведенными способами:

1. трубопровод укладывается в совмещенную траншею рядом с заменяемым трубопроводом (заменяемый трубопровод демонтируется);

1.2 Методы ремонта линейной части нефтегазопроводов

1.2.1 Ремонт трубопровода в траншее с подкопкой

При данном методе ремонта трубопровода необходимо провести вскрытие трубопровода и соорудить земляные перемычки грунта. Расстояние между перемычками, а также их длина определяется согласно нормативным документам и зависит от диаметра магистрального трубопровода. Подкопку грунта под трубопроводом необходимо произвести на глубину не менее 0,4 м. После вскрытия трубопроводу проводят процесс очистки поверхности трубопровода от старого изоляционного покрытия с помощью очистных и изоляционных машин. При необходимости и обнаружении дефектов проводят восстановительные работы на трубопроводе, а уже после очистки поверхности и устранения обнаруженных дефектов наносят новое изоляционное покрытие. После всех этих операций осуществляется засыпка подкопанных участков трубопровода.

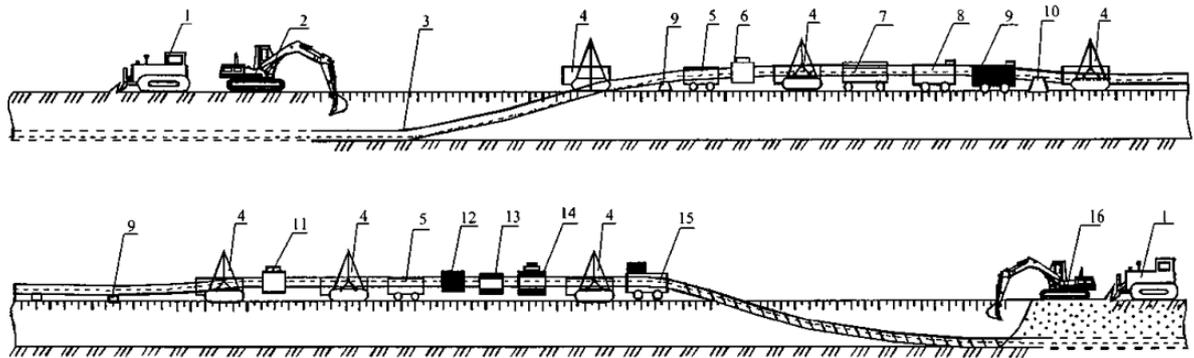
1.2.2 Ремонт трубопровода с подъемом и укладкой его на берму траншеи

Способ ремонта трубопровода заключается во вскрытии трубопровода и его обследовании. Далее, трубопровод поднимают из траншеи на допустимую высоту (можно проводить в программном комплексе ANSYS), после поднятия трубопровода, его укладывают на расстоянии не менее 1-1,5 м от бровки траншеи. После операций по поднятию и укладке трубопровода проводят предварительную очистку поверхности трубопровода от старого изоляционного покрытия, восстанавливают стенку трубопровода, если это необходимо и наносят новое изоляционное покрытие, затем опускают в траншею и производят засыпку. Обычно такой способ ремонта применяют к трубопроводам небольших диаметров, связано это с

									Лист
									18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Литературный обзор				

высокими напряжениями, которые негативно сказываются на сварных швах трубопровода.

В связи с чем появляется опасность возникновения аварийных ситуаций. [5].



1 - бульдозер; 2 - вскрышной экскаватор; 3 - трубопровод; 4 - трубоукладчик; 5 - электростанция; 6 - машина предварительной очистки; 7 - пост отбраковки труб; 8 - сварочный пост; 9 - лаборатория контроля качества сварных соединений; 10 - инвентарные опоры; 11 - машина окончательной очистки; 12 - оборудование подогрева трубопровода; 13 - грунтовочная машина; 14 - изоляционная машина; 15 - лаборатория контроля качества изоляционного покрытия; 16 - экскаватор засыпки.

Рисунок 1.2 – Технологическая схема ремонта МТ с подъемом и укладкой его на берму траншеи

К недостаткам можно отнести как уже говорилось выше то, что в основном данный метод применяют к трубопроводам небольших диаметров, необходимость большого числа подъемных операций, высокие напряжения, возникающие в трубопроводе при его поднятии. Но стоит отметить, есть и преимущества у данной технологической схемы, к ним относится удобство обследования, а также возможность ремонта на участках болотистой местности.

1.2.3 Ремонт с подъемом и укладкой трубопровода на бровку траншеи (с вырезкой трубопровода)

Данный способ отличается от способа ремонта, представленного в пункте 1.2.2 тем, что при проведении ремонтных работ необходимо произвести полную остановку ремонтируемого участка, а также его

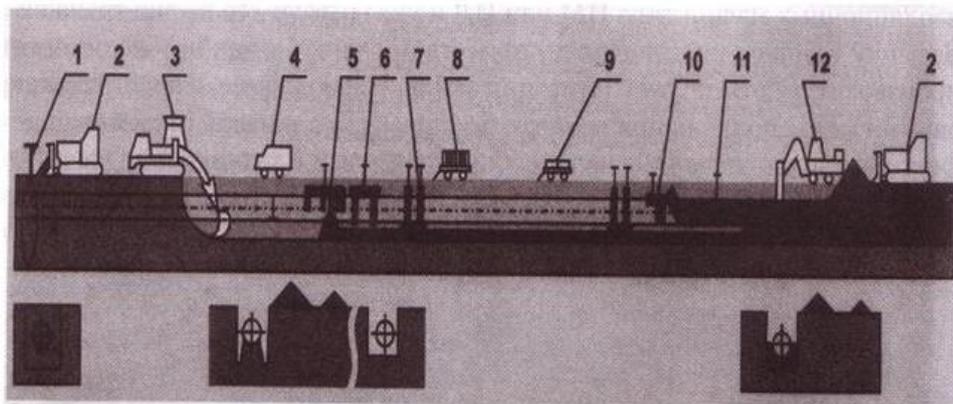
опорожнение. Остановка участка осуществляется перекрытием задвижек соответственно. После так называемых подготовительных работ (остановка и опорожнение трубопровода) производят вырезку дефектного участка трубопровода. После вырезки проводят земляные работы по вскрытию трубопровода до нижней образующей с помощью одноковшовых экскаваторов. Затем, как и в пункте 1.2.2 трубопровод поднимают на бровку траншеи и выполняют основные виды работы, а именно очистку от старого изоляционного покрытия, нанесение грунтовки, нанесение нового изоляционного покрытия. В конечном итоге производится укладка трубопровода на дно траншеи и его засыпка. В случае необходимости допускается проведение рекультивации плодородного слоя земли, в местах проведения ремонта [6].

1.2.4 Ремонт трубопровода с подъемом и укладкой на лежки в траншее

Данный способ ремонта заключается в поднятии трубопровода с помощью трубоукладчиков (количество трубоукладчиков зависит от диаметра трубопровода и длины вскрытого участка). Затем, как и в предыдущих пунктах приводит очистку нефтегазопровода от дефектной изоляции помощи очистной машины и укладывают на лежки высотой 0,4 – 0,6 м. После производят определение параметров и места расположения дефектных секций трубопровода и осуществляют сварочно – монтажные работы с последующей полной очисткой трубопровода при помощи очистной машины типа ОМ и нанесением новой изоляции изоляционной машиной соответственно. После завершения всех ремонтно – восстановительных операций, как и в предыдущих способах производится укладка трубопровода в траншею и полностью засыпается [5,6].

Данный метод ремонта эффективно и рационально применять на магистральных трубопроводах, имеющих большую протяженность.

									Лист
									20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат					



1 - прибор для уточнения положения трубопровода; 2 - бульдозер; 3 - одноковшовый экскаватор; 4 - передвижная дефектоскопическая лаборатория; 5 - подкопная машина; 6 - очистная машина; 7 - поддерживающее устройство; 8 - передвижная электростанция; 9 - сварочный агрегат; 10 - изоляционная машина; 11 - прибор для контроля качества изоляционного покрытия; 12 - машина для подбивки грунта под трубопровод

Рисунок 1.3 – Технологическая схема ремонта МТ с подъемом и укладкой на лежки в траншее

1.2.5 Ремонт трубопровода с прокладкой новой нитки параллельно действующему

Данный способ заключается в прокладке трубопровода параллельно действующему участку трубопровода на всем ремонтируемом участке. Прокладываемый трубопровод имеет такой же диаметр, как и у ремонтируемого трубопровода. Весь процесс работ необходимо проводить согласно действующей нормативной документации по строительству, а также необходимо учитывать опыт строительства трубопроводов на ранее построенных трассах. Расстояние между нитками (старой и прокладываемой) стоит принимать с учетом конкретных условий трассы, а также технического состояния действующего трубопровода в целом. После того, как новую нитку трубопровода проложили, необходимо отключить действующий трубопровод и в него врезают вновь проложенную нитку трубопровода. Данный способ ремонта обычно применяют, когда нет возможности остановить процесс перекачки продукт, а также когда трубопровод имеет одну нитку [6].

					Литературный обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		21

1.3 Характеристика правил капитального ремонта трубопроводов

С целью повышения надежности магистральных трубопроводов в ОАО «Газпром» была внедрена программа по ремонту изоляционных покрытий на 2004, 2010 и 2016 годы.

В данной программе были предусмотрены методы производства ремонтных работ представленные ниже:

1. Ремонт трубопровода методом сплошной переизоляции. Данный метод может осуществляться как в траншее, так и с подъемом на бровку траншеи;
2. Замена участка трубопровода путем демонтажа старых труб на участок из новых труб.
3. Выборочный ремонт трубопроводов по результатам технической диагностики.

Ремонт по переизоляции трубопровода производится согласно технологической последовательности:

1. Уточнение оси трубопровода;
2. Снятие слоя почвы и перемещение его во временный отвал;
3. Вскрытие ремонтируемого трубопровода;
4. Удаление старой изоляции с поверхности трубопровода;
5. Отбраковка труб (Уточнение расположения и параметров дефектов и сварных швов).
6. Подготовительные работы для дальнейшего нанесения нового изоляционного покрытия (очистка поверхности от старой изоляции, ремонт дефектов при необходимости);
7. Нанесение грунтовки;
8. Нанесение нового изоляционного покрытия;
9. Укладка и трубопровода на дно траншеи и его засыпка, а также балластировка при необходимости.

										Лист
										22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат						

Что касается работ по замене участка на участок из новых труб, то технология строительства соответствует технологии строительства нового трубопровода.

1.4 Современный метод организации производств ремонтно – восстановительных работ на магистральных трубопроводах

Как уже говорилось выше, капитальный ремонт магистральных трубопроводов является неотъемлемой частью поддержания надежности и безопасности трубопроводов. К главным требованиям проведения процесса капитального ремонта в современных условиях можно отнести:

- комплексная механизация;
- индустриализация технических решений;
- применение поточного метода производства организации работ;
- производительность и высокое качество работ;
- минимизация дополнительных напряжений, возникающих в процессе производства работ.

Особое внимание при выборе метода и технологии ремонта необходимо уделять именно минимизации напряжений, возникающих в трубопроводе в процессе производства работ.

При проведении капитального ремонта трубопровода чаще всего (около 35%) используют технологическую схему с подъемом трубопровода и укладкой его на бровку траншеи. В связи с перемещением трубопровода возникают продольные напряжения, следствием чего является ослабление сварных швов, образование гофр и повреждение трубопровода. Для устранения этих недостатков, предложена наиболее современная технология, а именно ремонт трубопровода в траншее с сохранением его пространственного положения. Все вышеупомянутые недостатки ремонта трубопровода с поднятием на бровку траншеи отсутствуют в предложенном методе организации производства капитального ремонта.

					Литературный обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		23

Для данной технологической схемы процесса капитального ремонта уже созданы технические средства, которые способствуют сохранению положения ремонтируемого трубопровода в траншее. Также данные технические средства позволяют применять комплексную механизацию и минимизируют появление дополнительных напряжений.

Данная технологическая схема капитального ремонта уже используется и выполняется механизированными комплексными потоками на трубопроводах различного диаметра (рисунок 1.4).

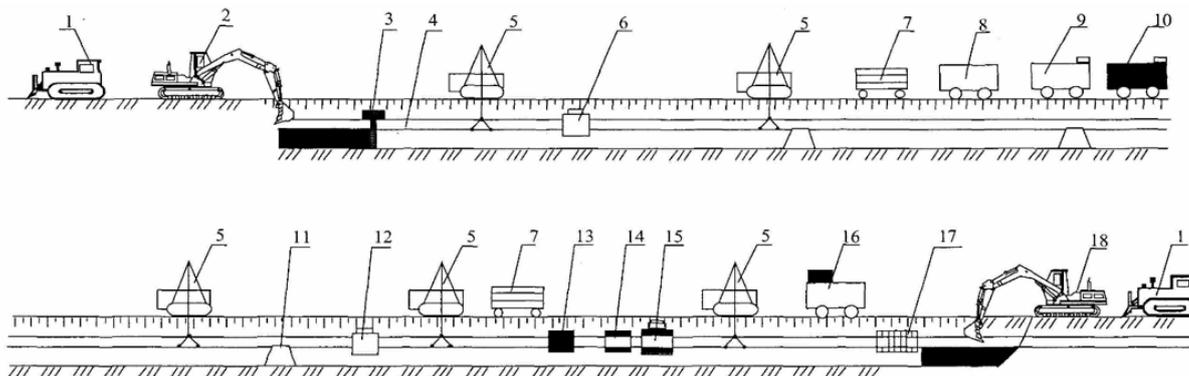
Очистные машины предварительной очистки, применяемые при капитальном ремонте оборудованы комплектом специальных фрез, которые позволяют разрезать изоляционное покрытие в двух направлениях (продольных и поперечных). Далее, используя резцы очистная машина за один проход полностью очищает поверхность трубопровода.

Поддержание трубопровода в траншее производится путем применения угловых опор или самоходного подъемника “Атлант”. Установки “Атлант” позволяют заменить трубоукладчики, их расстановка определяется с помощью расчетных данных, после их установки они перемещаются по трубе в едином потоке.

После вышеописанных операций выполняется окончательная очистка трубопровода с помощью очистной машины серии ПТ-НН ФО. Данные машины также оснащены комплектом резцов, которые подготавливают поверхность трубопровода для нанесения изоляционного покрытия. Нанесение грунтовки на поверхность МТ производится с применением грунтовочной машины серии ПТ-НН Г, а уже после на загрунтованную наносят изоляционное покрытие – битумно-полимерная термопластичная мастика, нанесение данного покрытия происходит путем экструзии (путем продавливания), используя изоляционную машину серии ПТ-НН И.

Окончательная засыпка трубопровода, а также подсыпка и подбивка грунта в процессе замены изоляционного покрытия осуществляется с помощью подбивочной машины.

					Литературный обзор	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		



1 - бульдозер; 2 - вскрышной экскаватор; 3 - подкапывающая машина; 4 - трубопровод; 5 - трубоукладчик; 6 - машина предварительной очистки; 7 - электростанция; 8 - пост отбраковки труб; 9 - сварочный пост; 10 - лаборатория контроля качества сварных соединений; 11 – угловые опоры; 12 - машина окончательной очистки; 13 - оборудование подогрева трубопровода; 14 - грунтовочная машина; 15 - изоляционная машина; 16 - лаборатория контроля качества изоляционного покрытия; 17 - машина для подсыпки и подбивки грунта под трубопровод; 18 - экскаватор засыпки.

Рисунок 1.4 – Технологическая схема ремонта трубопровода в траншее с сохранением пространственного положения

К преимуществам данной технологической схеме можно отнести то, что изгибы, возникающие в трубопроводе незначительные, связано это с сохранением пространственного положения трубопровода. Из недостатков стоит отметить низкую производительность, так как приходится проводить большой объем работы по земляным работам. Также к недостаткам можно отнести операции подкопа под трубу с применением подкапывающей машины, данные операции невозможно применить в скальных грунтах.

1.5 Сведения о ремонтируемом газопроводе

Газопроводы [REDACTED] построены по документации, разработанной Новосибирским филиалом Саратовского института в 1974 - 1977 г. и введены в эксплуатацию в период 1977 - 1981 г.

Общая протяженность газопровода составляет 1163 км, общая протяженность включает в себя 3 участка, а именно:

					Литературный обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		25

- Участок [REDACTED] км;
- Участок [REDACTED] км;
- Участок [REDACTED] км.

Данный газопровод служит для перекачки газа населению в Томскую, Кемеровскую, Новосибирскую, Тюменскую и Омскую области. Также перекачка газа осуществляется в Алтайский край.

Перекачку газа осуществляют компрессорные станции, расположенные на данном газопроводе в количестве 6, а именно:

КС-1 « [REDACTED] », КС-2 « [REDACTED] », КС-3 « [REDACTED] », КС-4 « [REDACTED] », КС-5 « [REDACTED] », КС-6 « [REDACTED] ».

Магистральный газопровод [REDACTED] эксплуатируется на протяжении более 44 лет (с ноября 1978 года), его нормативный амортизационный срок (не менее 30 лет) превышает допустимые нормы.

Согласно определенным нормам проведения ЭПБ (экспертизы промышленной безопасности), на некоторых участках газопровода было проведено техническое диагностирование. Диагностирование позволило определить места, в которых изоляционное покрытие начинает процесс растрескивания и отслаивания, что в дальнейшем может привести к нарушению целостности магистрального газопровода, что негативно скажется на надежности трубопровода, а в худшем случае приведет к аварийным ситуациям на линейных участках газопровода.

1.6 Сведения о ремонтируемом нефтепроводе

Магистральный нефтепровод « [REDACTED] » введен в эксплуатацию в 1972 году. Общая протяженность в одноконтурном исполнении составляет 940,7 км.

Начальной точкой нефтепровода является камера пуска ОУ и СОД ГНПС « [REDACTED] ». Нефтепровод располагается в Центральной

					Литературный обзор	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Как говорилось выше, одним из положений, на которое необходимо основываться при проведении работ, является проведение работ по подготовке. Необходимо отсоединить устройства ЭХЗ, линейную арматуру и др. Одной из немаловажных процедур является уточнение места пересечения трубопровода с наземными и подземными коммуникациями, так как при проведении земляных работ их можно повредить. Процесс вскрытия трубопровода в местах, где проложена любая коммуникация допускается только лишь после согласования в письменном виде с организациями, которые эксплуатирует данное сооружение. Кроме письменного разрешения, должен быть приложен план, в котором будет указана трасса проложения коммуникаций, а также глубина заложения в местах пересечения с трубопроводом.

Работы по вскрытию трубопровода в близости от коммуникаций должны выполняться вручную. При обнаружении коммуникаций, которые отсутствуют в проектной документации, необходимо сообщить представителям организации, эксплуатирующей данные сооружения.

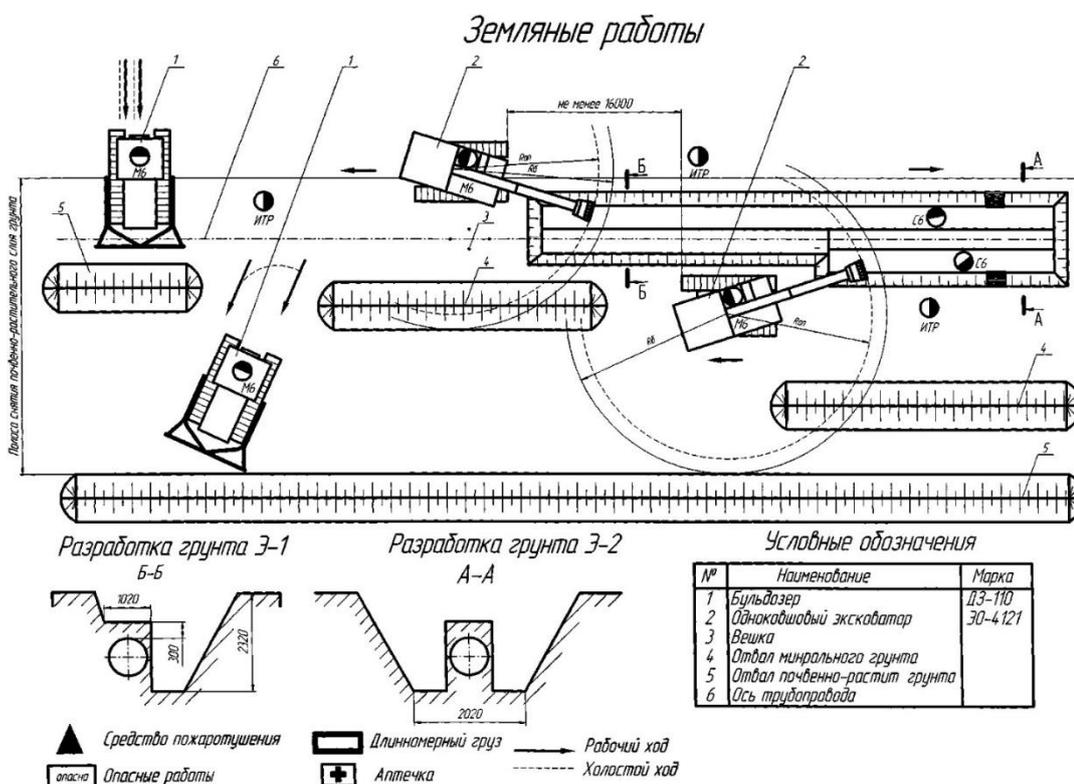


Рисунок 1.5 – Процесс выполнения земляных работ

Разрешается проводить засыпку траншеи в местах, где проложены подземные коммуникации слоями не более 0,1 м с последующим их тщательным трамбованием.

Если процесс земляных работ проводится, пересекая электрический кабель, который находится в действующем состоянии, а также в 1,5 м от него, то земляные работы необходимо проводить только в присутствии персонала, который несет ответственность за производство работ и представителя от организации, эксплуатирующей кабельную линию.

Перед началом вскрытия ремонтируемого трубопровода, необходимо уточнить его положение на местности, а также зафиксировать данное положение с помощью знаков.

Прокладывая участок трубопровода параллельно действующему необходимо провести инструктаж всем работникам перед началом работ по вскрытию.

Траншея, как правило, разрабатывается двумя экскаваторами. Первый экскаватор снимает слой грунта над нефтепроводом и затем разрабатывает грунт с одной стороны на глубину 1 м. Второй экскаватор также разрабатывает грунт, но уже с другой стороны на ту же глубину, разработанный грунт укладывают во временный отвал, расположенный не менее чем 0,5 м от бровки выемки. Что бы обеспечить безопасную работу персонала и не допустить несчастных случаев, рекомендуется соблюдать расстояние между экскаваторами не менее 14 метров.

При процессе земляных работ для предотвращения обвалов траншеи необходимо проанализировать призму обрушения, для определения расстояний по которым разрешается движение транспортных и строительных средств.

В зависимости от технологической схемы ремонта трубопровода выбирается метод проведения вскрышных работ.

					Литературный обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		29

Помимо всего прочего, траншея должна обладать определенными габаритами, которые позволят проводить подготовительные и ремонтные работы (земляные, сварочные, очистные, изоляционные и прочий вид работ).

Угол откосов стенок траншей и котлованов без креплений определяется в зависимости от рода грунта. Если глубина выемки составляет более 5 м, то крутизну откоса необходимо устанавливать по специальному расчету.

Очевидно, что наиболее современным методом разработки траншеи и вскрытия трубопровода является применение специального вскрышного экскаватора. Но проводя ремонт трубопровода в труднодоступных местах не всегда получается использовать современную и технологичную технику, поэтому, в труднодоступных местах с особенными условиями чаще всего используют одноковшовые экскаваторы. При ремонте трубопровода в траншее вскрышные работы чаще всего выполняются двумя основными методами.

Первый способ проведения вскрышных работ заключается во вскрытие трубопровода с двух противоположных сторон с применением специального вскрышного экскаватора. Второй способ обусловлен использованием одноковшового экскаватора и вскрытием также с обеих сторон до нижней образующей трубопровода.

2. МЕТОДИКА РАСЧЕТА НА ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ ЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ

Данная методика предназначена для расчета на прочность и устойчивость ремонтируемого участка трубопровода при определении основных технологических параметров. Методика позволяет определять поперечные и продольные нагрузки, возникающие при проведении капитального ремонта трубопровода, изгибающие моменты, напряжения и прогибы по длине ремонтируемого участка.

Основная цель расчета трубопровода на прочность и устойчивость является определение технологических параметров ремонта трубопровода, а именно длины вскрытого и подкопанного участков трубопровода, расстановка ремонтных машин и трубоукладчиков, подъем трубопровода и прочее.

Ремонтируемый участок трубопровода будет смоделирован упругой балкой, которая подвергается изгибу под действием собственного веса, веса ремонтного оборудования (очистных, изоляционных и грунтовочных машин) и усилий подъема трубоукладчиков. Сам трубопровод во время проведения капитального ремонта находится в условиях продольно – поперечного изгиба.

Механические напряжения в стенке смоделированного трубопровода, возникающие в процессе капитального ремонта, как правило, имеют следующие составляющие, представленные ниже:

- напряжения в трубопроводе, в зависимости от упругого изгиба;
- продольные осевые напряжения, возникающие от внутреннего давления в трубопроводе;

					Моделирование и оценка напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов при прокладке и капитальном ремонте с целью определения оптимальных технологических параметров			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Акименко Е.А.			Методика расчета на прочность и устойчивость линейных участков трубопроводов при капитальном ремонте	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В.К.				31	100	
Рук. ООП		Шадрина А.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		

- продольные осевые напряжения от разности температур стенки трубопровода во время укладки при строительстве и во время ремонта;
- напряжение изгиба, которое возникает при подкопе, засыпке и уплотнении грунта, воздействии ремонтных машин и трубоукладчиков.

Технологические параметры ремонта с подъемом трубопровода и допустимое давление при проведении ремонтных работ должны быть обоснованы расчетами на прочность и устойчивость ремонтируемого участка нефтегазопровода.

Стоит отметить, что при проведении ремонта трубопровода по технологической схеме с подъемом, обнаруженные дефекты трубных секций и сварных швов должны быть устранены. Строго запрещается перемещать или поднимать трубопровод при ремонте, если дефекты не были устранены.

2.1 Нагрузки, действующие на ремонтируемые участки трубопровода

Начнем с того, что при проведении капитального ремонта трубопровод вне зависимости от технологической схемы ремонта должен находиться в безопасном состоянии, которое должно исключать разрыв трубы, потерю устойчивости, а также образование вмятин и гофр.

При производстве ремонтных работ на трубопровод действуют механические нагрузки, рассмотренные ранее, но если трубопровод проложен на болотах, то помимо основных нагрузок будет действовать выталкивающая сила воды и сила сцепления вязкого водонасыщенного грунта (в процессе подъема).

Коэффициенты надежности, которые учитываются при определении соответствующих нагрузок представлены в таблице 2.1.

					Методика расчета на прочность и устойчивость линейных участков трубопроводов при капитальном ремонте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		32

Таблица 2.1 – Значение коэффициентов надежности по нагрузке [7]

Нагрузки и воздействия	Коэффициент надежности по нагрузке
Собственный вес по нагрузке	1,1
Вес изоляционного покрытия	1,1
Воздействие предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб и т.д)	1,0
Внутреннее давление	1,15
Вес перекачиваемой нефти	1,0
Вес машин и механизмов	1,2
Вес грунта	1,2
Температура воздействия	1,0

Также, стоит учитывать нагрузку трубопровода от собственного веса, в данную нагрузку входит как вес самой трубы, так и вес изоляционного покрытия. Именно нагрузка от собственного веса составляет большую часть нагрузки, вызывающей изгиб ремонтируемого участка нефтепровода.

Помимо собственного веса, на ремонтируемый трубопровод действуют нагрузки от собственного веса оборудования (очистные, изоляционные, грунтовочные машины). Массу оборудования, которое используется в процессе проведения капитального ремонта необходимо определять по их технической характеристике, указанной в документации от завода-производителя.

Что касается предварительного упругого изгиба нефтепровода, то он определяется согласно нормативной документации.

При стечении обстоятельств, совпадении увеличенных нагрузок, возникающих при ремонте или в результате дефектов с пониженным сопротивлением в определенных местах (дефект сварки), происходит разрыв сварного шва.

Разрушение сварных соединений происходит под действием напряжений, возникающих в трубопроводах в продольном направлении.

					Методика расчета на прочность и устойчивость линейных участков трубопроводов при капитальном ремонте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		34

3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Расчет напряжено – деформированного состояния магистрального газопровода [REDACTED]

Исходные данные для расчета магистрального газопровода [REDACTED] приведены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Исходные данные

Параметры	Значение
D_n – наружный диаметр нефтепровода, мм	[REDACTED]
Марка стали, класс прочности	[REDACTED]
P – рабочее давление, МПа	[REDACTED]
R_1 – минимальное значение временного сопротивления металла трубы, МПа	[REDACTED]
R_2 – минимальное значение предела текучести металла трубы, МПа	[REDACTED]
Толщина стенки δ_n	[REDACTED]
k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода	[REDACTED]
k_1 – коэффициент надежности по материалу трубы	[REDACTED]
k_2 – коэффициент надежности по материалу	[REDACTED]
Температурный перепад Δt , °C	[REDACTED]
Категория участка	[REDACTED]

Расчетное сопротивление растяжению металла трубы определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \times m_0}{k_1 \times k_n} = \frac{510 \times 0,99}{1,4 \times 1} = 360,6 \text{ МПа}, \quad (3.1)$$

					Моделирование и оценка напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов при прокладке и капитальном ремонте с целью определения оптимальных технологических параметров					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	Расчетная часть					
Разраб.		Акименко Е.А.						Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никulichиков В.К.							35	100
Рук. ООП		Шадрина А.В.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		

Расчетное сопротивление сжатию металла трубы определяется по формуле:

$$R_2 = \frac{R_2^H \times m_0}{k_2 \times k_H} = \text{[redacted]} \text{ МПа,} \quad (3.2)$$

Внутренний диаметр магистрального газопровода равен:

$$D_{BH} = D_H - 2\delta_H = \text{[redacted]} - \text{[redacted]} = 999 \text{ мм,} \quad (3.3)$$

Значение продольного осевого напряжения от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\begin{aligned} \sigma_{ppN} &= -\alpha \times E \times \Delta t + \mu \times \frac{n \times P \times D_{BH}}{2\delta_H} = \\ &= -1,2 \times 10^{-5} \times 2,06 \cdot 10^{11} \times 35,9 + 0,3 \times \frac{\text{[redacted]}}{2 \times \text{[redacted]}} = \\ &= -0,24 \text{ МПа} \end{aligned} \quad (3.4)$$

где $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ град - коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,06 \cdot 10^{11}$ МПа - параметр упругости, является переменным (модуль Юнга);

$\mu = 0,26-0,33$ - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), при расчётах принимаем 0,3;

Кольцевые напряжения, зависящие от внутреннего давления определяются по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \times P \times D_{BH}}{2\delta_H} = \frac{1,15 \times 5,4 \times 10^6 \times 0,999}{2 \times 0,0105} = 295,4 \text{ МПа} \quad (3.5)$$

3.1.1 Проверка на прочность магистрального газопровода

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла, определяется по формуле [8]:

$$\begin{aligned} \psi_1 &= \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{|\sigma_{ppN}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \times \frac{|\sigma_{ppN}|}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{|0,24|}{360,6}\right)^2} - \\ &- 0,5 \times \frac{|0,24|}{360,6} = 0,999 \end{aligned} \quad (3.6)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		36

Проверку на прочность следует производить из условия:

$$|\sigma_{прN}| \leq \psi_2 \times R_1 \quad (3.7)$$

где ψ_2 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определяем по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \times \frac{\sigma_{кц}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{295,4}{360,6}\right)^2} - 0,5 \times \frac{295,4}{360,6} = 0,3 \quad (3.8)$$

$$0,24 \leq 0,3 \times 360,6$$

$$0,24 \leq 108,18$$

Условие проверки на прочность выполняется.

3.1.2 Проверка на недопустимые пластические деформации магистрального газопровода

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$|\sigma_{пр}^H| \leq \psi_3 \times \frac{m}{0,9 \times k_H} \times R_2^H \quad (3.9)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 \times k_H} \times R_2^H \quad (3.10)$$

где $\sigma_{пр}^H$ - максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе, возникающие от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_3 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определяется по формуле ниже:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{\frac{\sigma_{кц}^H}{m} \times R_2^H}{0,9 \times k_H}\right)^2} - 0,5 \times \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \times k_H} \times R_2^H} =$$
$$= \quad (3.11)$$

3.2 Расчет напряжено – деформированного состояния магистрального нефтепровода ██████████

Исходные данные для расчета магистрального нефтепровода ██████████ представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Исходные данные

Параметры	Значение
D_n – наружный диаметр нефтепровода, мм	██████
Марка стали, класс прочности	██████████
P – расчетное рабочее давление, МПа	██████
R_1 – минимальное значение временного сопротивления металла трубы, МПа	██████
R_2 – минимальное значение предела текучести металла трубы, МПа	██████
m_0 – коэффициент условий работы трубопровода	██████
k_1 – коэффициент надежности по материалу [8]	██████
k_2 – коэффициент надежности по материалу [8]	██████
k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода [8]	██████
n – коэффициент надежности по нагрузке [8]	██████
Δt – расчетный температурный перепад	██████
r_n – радиус упругого изгиба трубопровода, м	██████

Расчетное сопротивление растяжению металла трубы определяется по формуле (3.1):

$$R_1 = \frac{R_1^H \times m_0}{k_1 \times k_n} = \text{██████████} \text{ МПа}$$

Расчетное сопротивление сжатию металла трубы определяется по формуле (3.2):

$$R_2 = \frac{R_2^H \times m_0}{k_2 \times k_n} = \text{██████████} \text{ МПа}$$

Расчетную толщину стенки трубопровода δ , мм, следует определять по формуле:

$$\delta_H = \frac{n \times P \times D_H}{2(R_1 + n \times P)} = \text{[redacted]} \text{ мм}, \quad (3.12)$$

Значение толщины стенки принимаем равное 14 мм

Внутренний диаметр магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» рассчитывается согласно формуле (3.3):

$$D_{BH} = D_H - 2\delta_H = \text{[redacted]} \text{ мм}$$

Промежуточное значение продольного осевого напряжения от расчетных нагрузок и воздействий (3.4):

$$\sigma_{прN} = -\alpha \times E \times \Delta t + \mu \times \frac{n \times P \times D_{BH}}{2\delta_H}$$

$$= \text{[redacted]}$$

$$\text{[redacted]}$$

где $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ град - коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,06 \cdot 10^{11}$ МПа - параметр упругости, является переменным (модуль Юнга);

$\mu = 0,26-0,33$ - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), при расчётах принимаем 0,3;

Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления определены по формуле (3.5):

$$\sigma_{кц} = \frac{P \times D_{BH}}{2\delta_H} = \text{[redacted]} \text{ МПа}$$

3.2.1 Проверка на прочность магистрального нефтепровода

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла, определяется по формуле (3.6):

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		40

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{|\sigma_{\text{прN}}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \times \frac{|\sigma_{\text{прN}}|}{R_1}$$

=

Проверку на прочность следует производить из условия:

$$|\sigma_{\text{прN}}| \leq \psi_2 \times R_1$$

где ψ_2 - коэффициент, который учитывает двухосное напряженное состояние металла труб, при сжимающих напряжениях данный коэффициент определяется по формуле (3.8):

$$\begin{aligned} \psi_2 &= \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \times \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} \\ &= \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{165,45}{343,4}\right)^2} - 0,5 \times \frac{165,45}{343,4} = 0,3122 \end{aligned}$$

Согласно проведенным расчетам условие прочности трубопровода **выполняется.**

3.2.2 Проверка на недопустимые пластические деформации магистрального нефтепровода

Для того, чтобы предотвратить недопустимые пластические деформации магистральных трубопроводов необходимо, чтобы выполнялись условия (3.9), (3.10):

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}| \leq \psi_3 \times \frac{m}{0,9 \times k_{\text{H}}} \times R_2^{\text{H}}$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} \leq \frac{m}{0,9 \times k_{\text{H}}} \times R_2^{\text{H}}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		41

где $\sigma_{пр}^H$ - максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе, которые возникают от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_3 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определяется по формуле (3.11):

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \times k_H} \times R_2} \right)^2} - 0,5 \times \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \times k_H} \times R_2}$$

$$=$$

Максимальные суммарные продольные напряжения растяжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{пр1}^H = \mu \times \sigma_{кц}^H - \alpha \times E \times \Delta t + \frac{E \times D_H}{2 \times R_H}$$

$$=$$

Максимальные суммарные продольные напряжения сжатия от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{пр2}^H = \mu \times \sigma_{кц}^H - \alpha \times E \times \Delta t + \frac{E \times D_H}{2 \times R_H}$$

$$=$$

Проверка выполняется по наибольшим по абсолютному значению продольных напряжений $\sigma_{пр}^H$, МПа (3.9), (3.10).

$$|\sigma_{пр}^H| \leq \psi_3 \times \frac{m}{0,9 \times k_H} \times R_2$$

$$|101,77 \times 10^6| \leq 0,4463 \times \frac{0,99}{0,9 \times 1,05} \times 355 \times 10^6$$

[Redacted]

$$\sigma_{кц} \leq \frac{m}{0,9 \times k_H} \times R_2^H$$

1 [Redacted]

[Redacted]

Согласно проведенным расчетам условия **выполняются**

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		43

4. МОДЕЛИРОВАНИЕ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ ANSYS

Для оптимизации технологических параметров трубопровода, первоначально, необходимо построить геометрическую модель исследуемого объекта, этапы работы с геометрической моделью имеют структурное представление в виде дерева (рисунок 4.1).

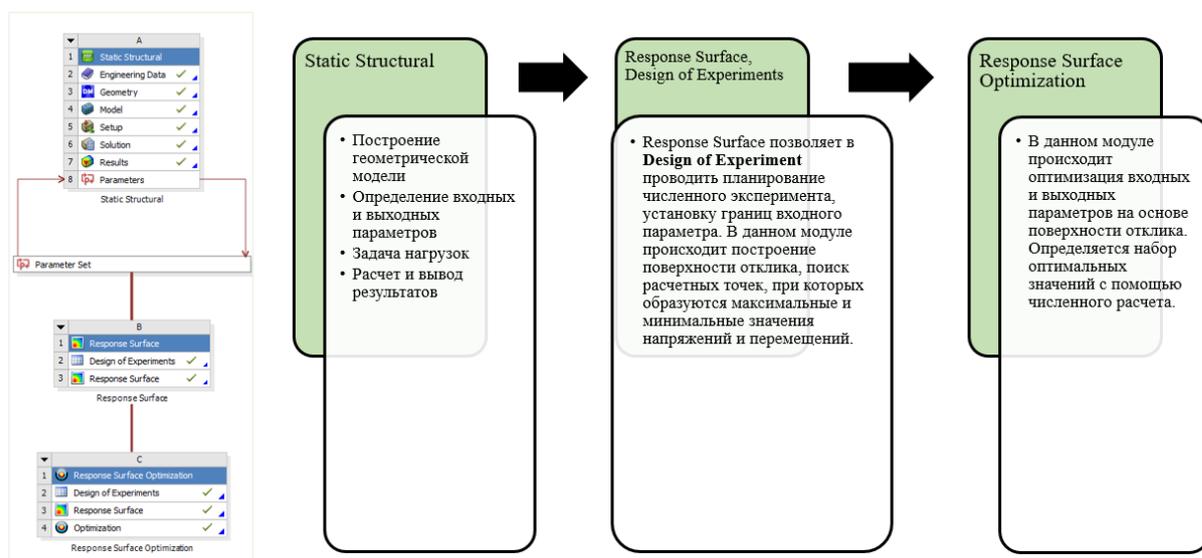


Рисунок 4.1 – Структура проекта

В модуле *Static Structural* проходит построение геометрической модели, определение входных и выходных параметров, приложение нагрузок, расчет и вывод напряженно-деформированного состояния трубопровода. Параметрическая оптимизация проводится после расчета НДС трубопровода.

Response Surface позволяет проводить в *Design of Experiment* планирование численного эксперимента, устанавливать границы входного параметра.

Для того, чтобы провести оптимизацию с помощью модуля *Response Surface Optimization* необходимо построить поверхности отклика в пункте *Response Surface*.

					Моделирование и оценка напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов при прокладке и капитальном ремонте с целью определения оптимальных технологических параметров			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Акименко Е.А.			Моделирование в программном комплексе ANSYS	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.					44	100
Рук. ООП		Шадрина А.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		

После нажатия на кнопку Update, ANSYS Workbench проведет построение поверхности отклика (пункт Response), анализ степени влияния каждого входного параметра на выходные параметры (пункт Local Sensitivity), поиск расчетных точек, при которых получаются максимальные и минимальные значения напряжений и перемещений.

4.1 Ремонт с заменой изоляции магистрального газопровода в траншеи

Капитальный ремонт с заменой изоляционного покрытия может быть выполнен поточным методом, соответственно ремонтная колонна в этом случае состоит из подкапывающей машины (сила, действующая на трубопровод ██████████), двух очистных машин (сила, действующая на трубопровод от каждой машины составляет ██████████), грунтовочной машины (сила, действующая на трубопровод ██████████), изоляционной машины (сила равна ██████████) и машины для подсыпки (сила, действующая на трубопровод составляет ██████████).

Для поддержания трубопровода в пространственном положении применяются передвижные подъемники типа «Атлант». Эти подъемники заменяют трубоукладчики, передвигаются в едином технологическом потоке. С помощью этих подъемников регулируется протяженность технологических участков.

На первом этапе в модуле Static Structural проводим расчеты на статическую прочность трубопровода. В данном модуле необходимо выбрать геометрический редактор Design Modeler, это позволит создать геометрию трубопровода. В основе Design Modeler лежит принцип «параметрического моделирования на основании предыстории» (history-based parametric workflows), который предполагает создание геометрической модели путем описания последовательности преобразований геометрии.

После создания модели, выбора материала, построения сетки, определения входных параметров (расстояние между оборудованием), переходим к заданию нагрузок (рисунок 2). Определение граничных условий происходит с помощью меню Static Structural > Insert > Force (в данном случае добавляются силы, действующие на трубопровод). Помимо приложенных сил на трубопровод действует сила тяжести, поэтому в Static Structural добавляет пункт Standard Earth Gravity.

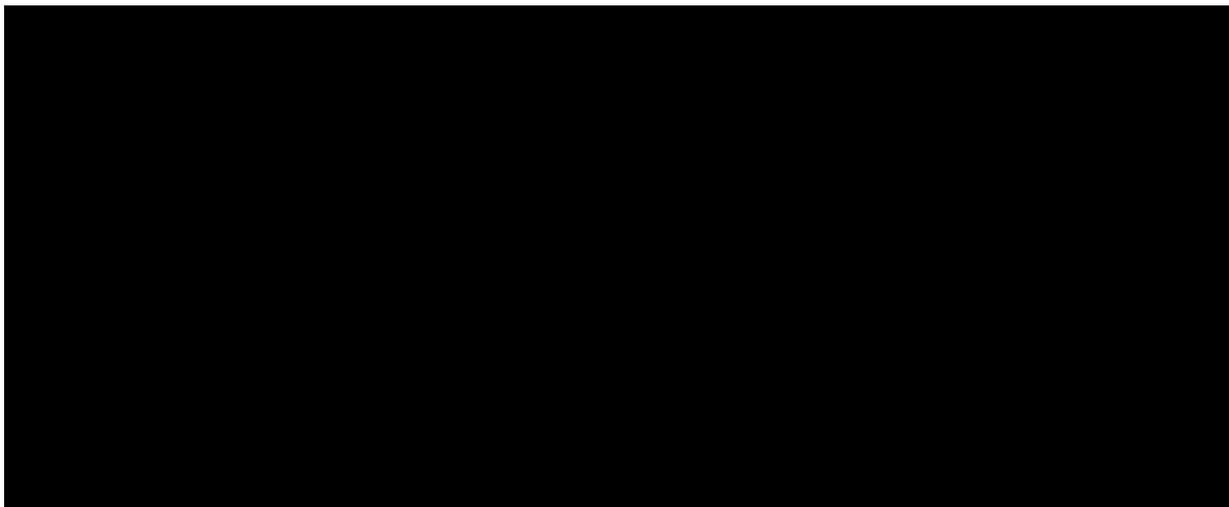


Рисунок 4.2 – Нагрузки на газопровод

На ремонтируемый газопровод действуют сила тяжести (А), а также вес очистных, грунтовочных и изоляционных машин (В, С, D, E, F, G). Данные силы приложены по оси Z. Ремонтируемый участок разбит на [REDACTED], протяженностью [REDACTED] 5 метров, на каждом из которых размещено [REDACTED] по 2 машины.

Согласно ВСН 51-1-97 при ремонте изоляции протяженность участка газопровода должна соответствовать определенным значениям, представленным в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Зависимость протяженности участка от диаметра газопровода.

Диаметр газопровода, мм	Протяженность участка (м)
377-530	20
630-820	25
1020-1420	30

После проведения предварительных расчетов и необходимых оценок, в связи с большим запасом прочности трубопровода (более 2) протяженность участков была увеличена и принята 45 метров.

Для вывода результатов необходимо в разделе Solution выбрать пункты Total Deformation, Equivalent Stress, Maximum Principal Elastic Strain и Directional Deformation.

Нажимаем кнопки Equivalent Stress, Total Deformation и получаем выбранные рассчитанные результаты (рисунок 3,4). Для наглядности, результаты показаны в масштабе.

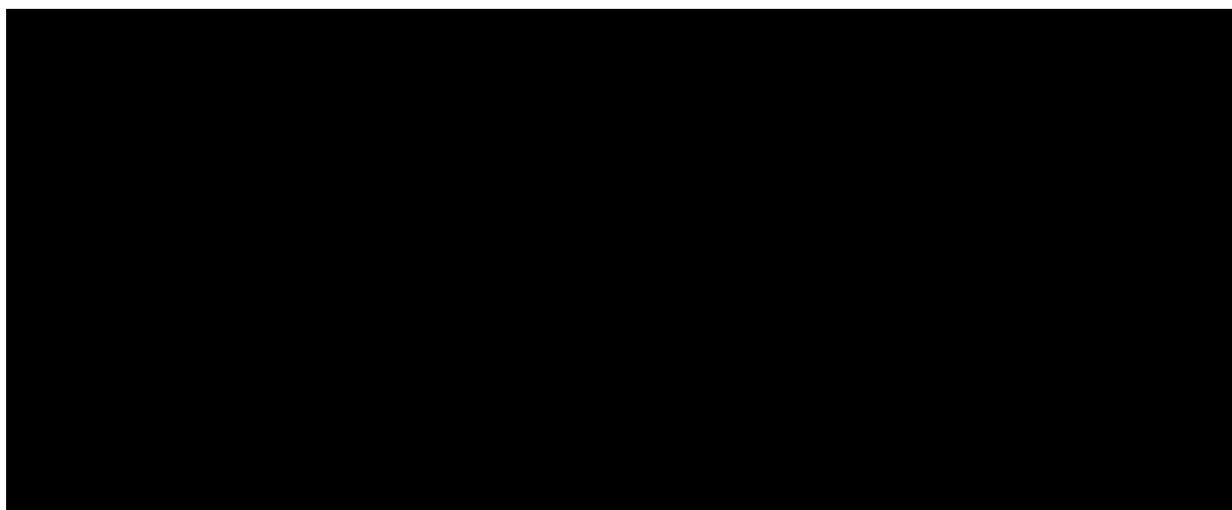


Рисунок 4.3 – Напряжения в газопроводе

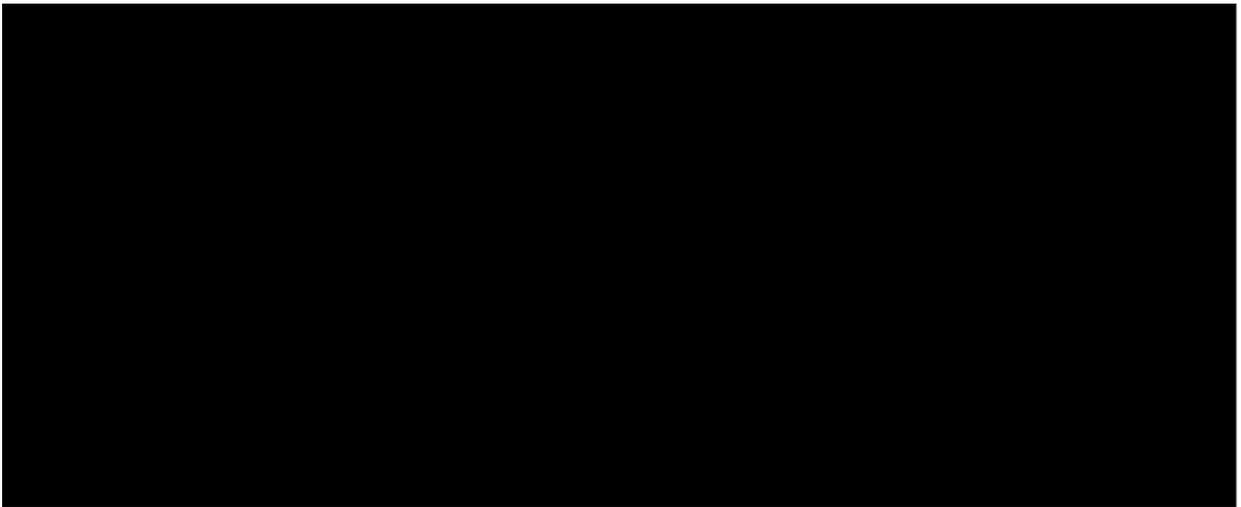


Рисунок 4.4 – Перемещение газопровода

После получение результатов необходимо выбрать выходные параметры (целевую функцию), в данном случае целевой функцией выступает эквивалентное напряжение, возникающее в трубопроводе и суммарное перемещение трубопровода.

После построения геометрической модели, выбора входных и выходных параметров (целевой функции) необходимо добавить модуль Response surface, в данном модуле осуществляется планирование численного эксперимента Design of Experiments (DOE), который позволяет проводить определение точек проектирования с комбинациями параметров для наиболее эффективного исследования пространства решений. DOE работает лучше всего с количеством параметров менее 20. Доступные типы DOE включают в себя следующие методы:

- Central Composite Design (CCD);
- Optimal Space-Filling Design;
- Custom;
- Latin Hypercube Sampling Design;
- Sparse Grid Initialization.

Несмотря на различные методы Design of Experiments, предлагается сделать выбор в пользу метода латинского гиперкуба (LHS) и оптимального

заполнения пространства. Главным преимуществом этих методов является то, что количество выборок не зависит от количества параметров.

	A	B	C	D	E
1	Name	P2 - YZPlane.H2 (m)	P3 - YZPlane.H3 (m)	P1 - Equivalent Stress Maximum (MPa)	P6 - Total Deformation Maximum (mm)
2	1 DP 35	14,667	14	31,467	10,05
3	2 DP 38	15,667	14,667	33,544	11,329
4	3 DP 32	13,667	13,667	30,344	10,05
5	4 DP 37	15,333	15	33,547	11,289
6	5 DP 33	14	16	33,105	10,847
7	6 DP 40	16,333	14,333	33,953	11,692
8	7 DP 36	15	16,333	34,826	12,122
9	8 DP 39	16	15,667	35,261	12,549
10	9 DP 34	14,333	15,333	32,7	10,616

Рисунок 4.5 – Латинский гиперкуб

Модуль Response surface optimization на основе параметрической оптимизации с помощью функции отклика позволяет сформировать набор кандидатов каждого параметра для проверки с помощью численного расчета (рисунок 4.6).

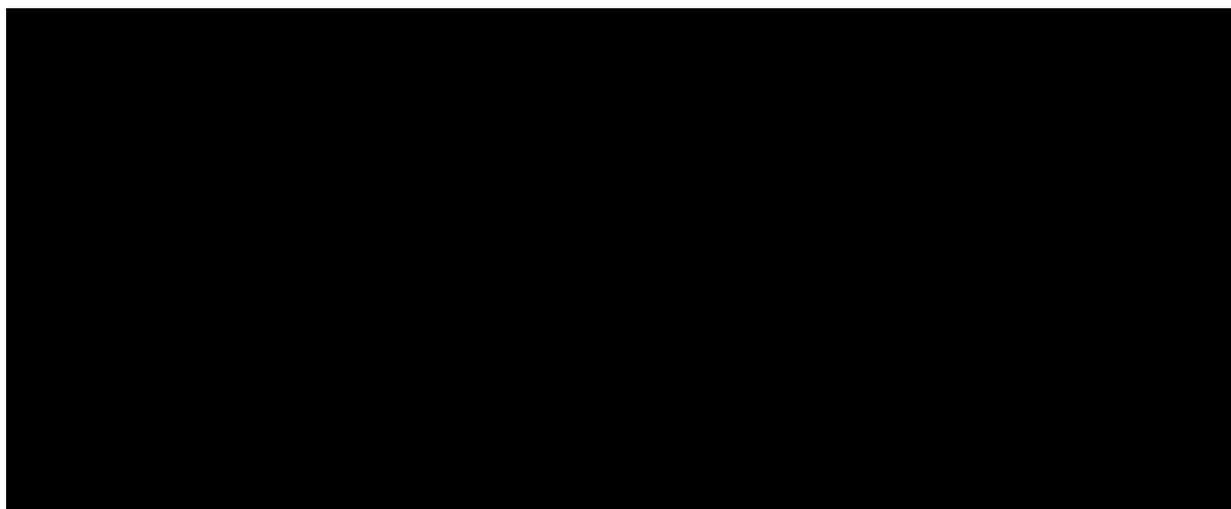


Рисунок 4.6 – Оптимизированные параметры

В данном блоке представлены оптимизированные наборы параметров, а также отклонение от изначальных параметров в процентном соотношении.

Согласно полученным данным, удалось снизить эквивалентное напряжение с **33,1 МПа до 30,3 МПа**, что составляет 8,5%. Также снизилось максимальное перемещение трубопровода со значения **10,9 мм до 9,5 мм** (10%). При этом, расстояние между оборудованием (очистными, изоляционными машинами) необходимо снизить с **15 м до 13,5 м**.

После проведения оптимизационных расчетов проводится верификационный расчет. Для этого проводится расчет статической прочности трубопровода с новыми значениями параметров. Расчеты в таблице помечены как verified.

4.2 Ремонт с заменой изоляции магистрального газопровода с поднятием и укладкой на берму траншеи

Аналогично пункту 4.1 проводим последовательные действия для получения оптимизированных параметров.

В данном случае, на ремонтируемый нефтепровод действуют сила тяжести (A), а также приложенные силы перемещения, имитирующие поднятие трубопровода на берму траншеи трубоукладчиками (B, C, D). Данные силы приложены по оси Z.

Согласно РД 23.040.01 – КТН – 222 -10 расстояние между трубоукладчиками при ремонте стоит принимать **15 20 20 35 20 20** м соответственно.

Количество трубоукладчиков, поднимающих газопровод на берму траншею равно 6.

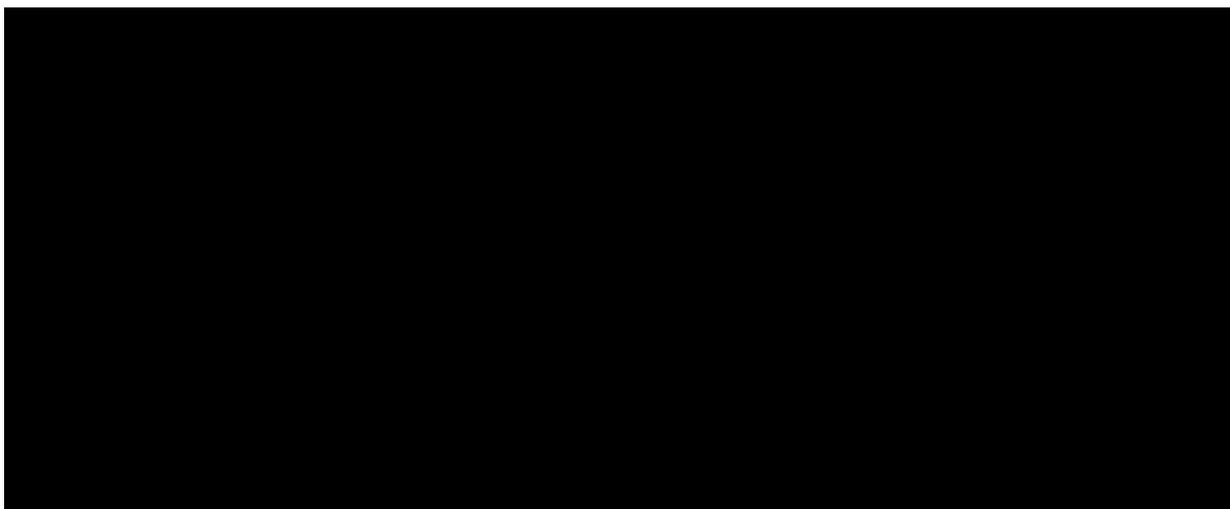


Рисунок 4.7 – Нагрузки на газопровод

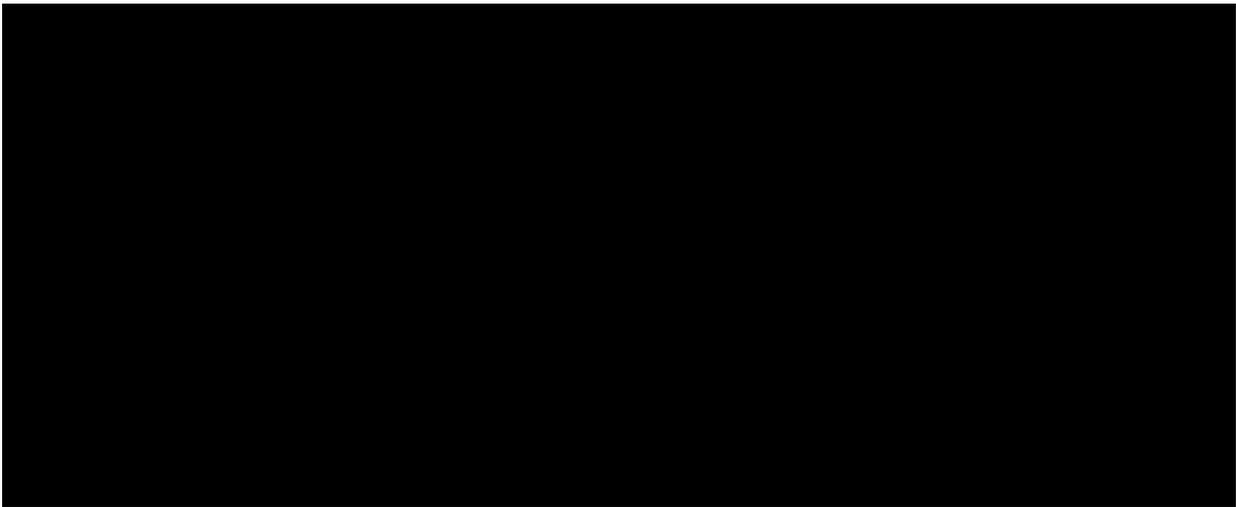


Рисунок 4.8 – Напряжения в газопроводе

Максимальные напряжения, возникающие в ремонтируемом газопроводе составляют **173,5** МПа.

Table of Schematic D4: Optimization , Candidate Points									
	A	B	C	D	E	F	G	H	J
1	Reference	Name	P1 - ZXPlane.V2 (m)	P2 - ZXPlane.V3 (m)	P3 - ZXPlane.V4 (m)	P4 - ZXPlane.V8 (m)	P5 - ZXPlane.V7 (m)	P6 - ZXPlane.V6 (m)	P7 - Equivalent Stress Maximum (MPa)
2									Parameter Value
3		Candidate Point 1	32,893	18,343	18,013	33	18,341	18,542	164,98
4		Candidate Point 2	33,197	18,106	18,085	32,95	18,298	18,554	164,98
5		Candidate Point 3	33,197	18,096	18,073	32,916	18,642	18,344	164,98
*		New Custom Candidate Point	.35	.20	.20	.35	.20	.20	

Рисунок 4.9 – Оптимизированные параметры

С помощью проведенной оптимизации снижение напряжений, возникающих в трубопроводе составило **5,5 %** (с **173,5** МПа до **164,98** МПа), расстояние между трубоукладчиками в данном случае необходимо уменьшить с **35 м** до **33 м** и с **20 м** до **18 м** и **18,6 м** соответственно, согласно рисунку 4.9.

Помимо оптимизации с помощью поверхности отклика, была проведена прямая оптимизация для проверки и сопоставления полученных результатов. Для проведения прямой оптимизации, необходимо в ранее созданной структуре проекта добавить блок анализа Direct Optimization (Рисунок 4.10).

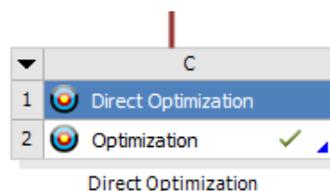


Рисунок 4.10 - блок анализа Direct Optimization

После добавления параметров формируется пространство решения и назначается целевая функция. После нажатия кнопки Update происходит формирование Design of Experiments и последовательное решение в соответствии с планом эксперимента. Проведение прямой оптимизации происходит путем аппроксимации полиномы 2 степени. Результаты, которые не противоречат значению целевой функции пересчитываться не будут, будет проводиться дальнейшее исследование оставшегося пространства оптимизации. Таким способом, без построения поверхности отклика, можно проводить простейшие оптимизационные исследования.

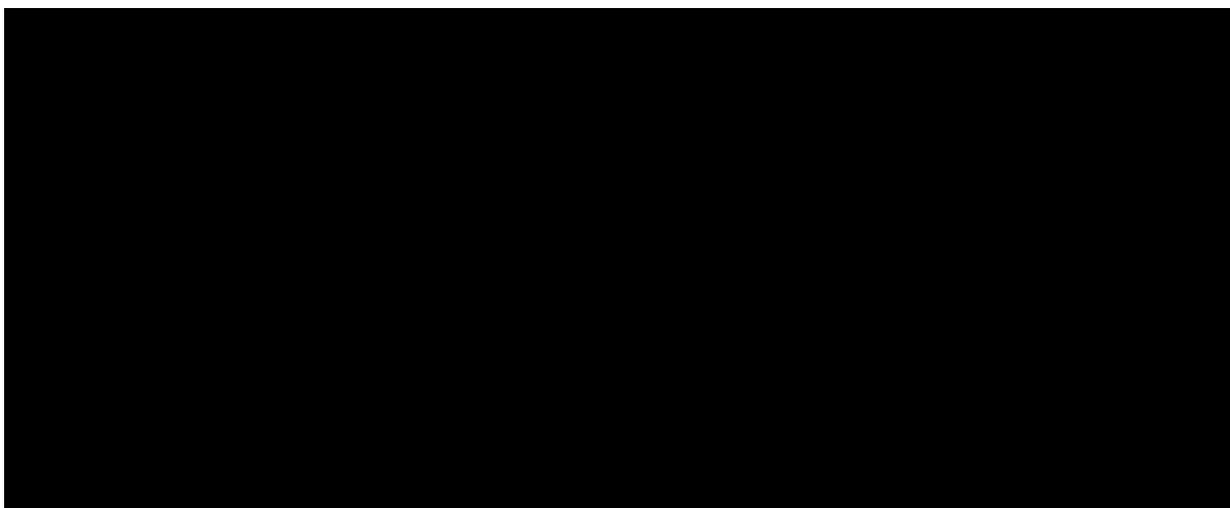


Рисунок 4.11 – параметры, полученные с помощью прямой оптимизации

Согласно полученным данным прямой оптимизации, эквивалентное напряжение можно снизить с **73,5 МПа до 160,7 МПа (7,4%)** уменьшив расстояние между трубокладчиками с **35 м до 31,5 м и с 20 м до 18 м**.

4.3 Ремонт с заменой изоляции магистрального нефтепровода с поднятием и укладкой на берму траншеи

При ремонте магистрального нефтепровода с поднятием и укладкой на берму, на трубопровод действуют сила тяжести (С), вес старого изоляционного покрытия (А), и перемещения на 1 м по оси Z и Y (имитация поднятия и перемещения нефтепровода на бровку траншеи).



Рисунок 4.12 - Нагрузки на нефтепровод

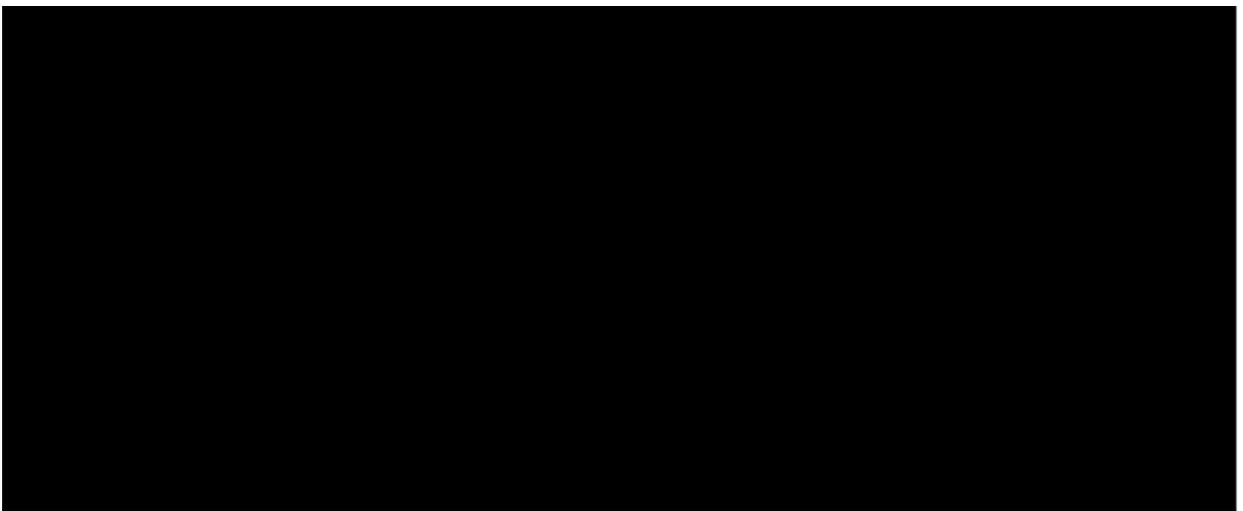


Рисунок 4.13 - Напряжения в нефтепроводе

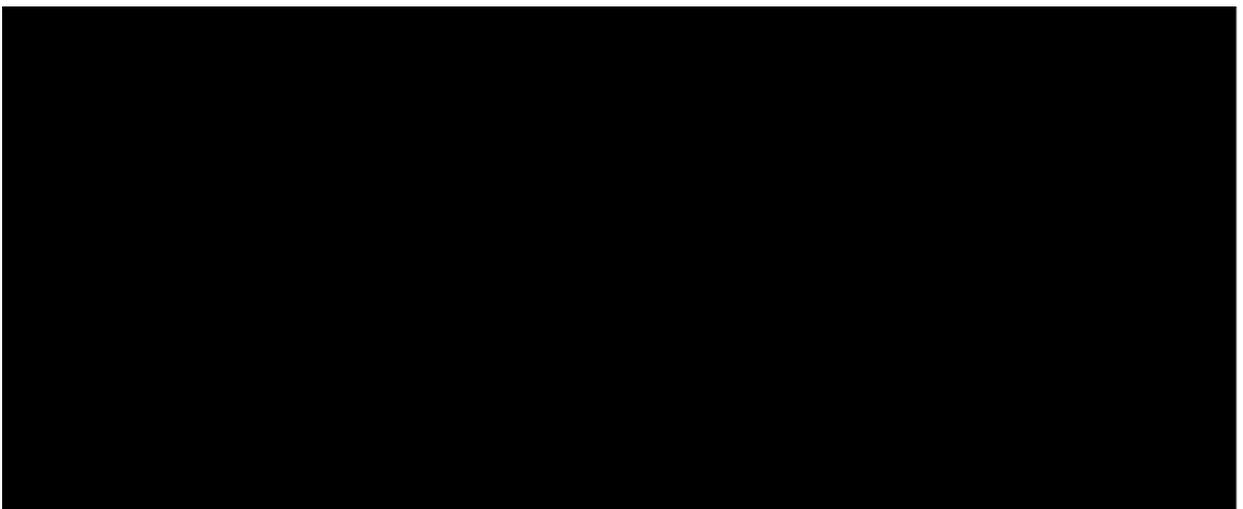


Рисунок 4.14 - Напряжения в нефтепроводе (Масштаб 1 к 1)

Рассчитанное максимальное напряжение в программном комплексе ANSYS равно **174,2 МПа**. Используя модуль оптимизации получаем параметры, изображенные на рисунке 4.15

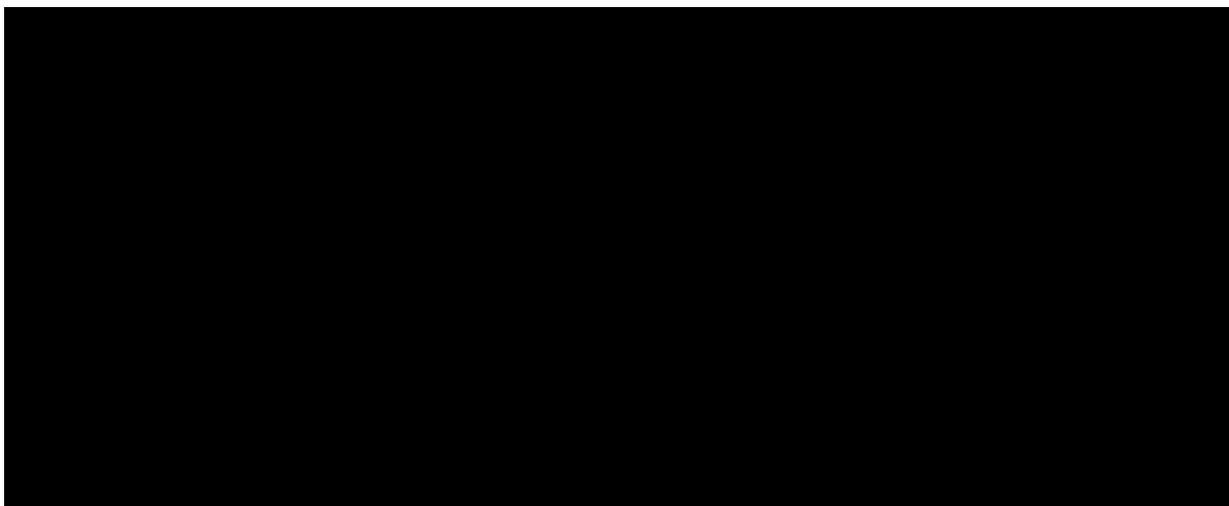


Рисунок 4.15 - Оптимизированные параметры

Согласно оптимизированным параметрам максимальное напряжение удалось снизить с значения **174,2 МПа**. В данном случае, расстояние между трубокладчиками необходимо уменьшить. **35 м до 31,5 м** и с **20 м до 18 м**.

Также, как и в предыдущем пункте, применяем блок анализа прямой оптимизации и получаем данные, изображенные на рисунке 4.16. При прямой оптимизации снижение расстояний между трубокладчиками остается прежним, как и при оптимизации с помощью поверхности отклика, но эквивалентное напряжение снижается лишь до **168,26 МПа**.

Table of Schematic C2: Optimization , Candidate Points										
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Reference	Name	P4 - ZXPlane.V8 (m)	P5 - ZXPlane.V7 (m)	P6 - ZXPlane.V6 (m)	P8 - ZXPlane.V2 (m)	P9 - ZXPlane.V3 (m)	P10 - ZXPlane.V4 (m)	P7 - Equivalent Stress Maximum (MPa)	
2									Parameter Value	Variation from Reference
3	⊕	Candidate Point 1	31,5	18	18	31,5	18	18	★ 168,26	0,00%
4	⊖	Candidate Point 2	32,271	18	18,188	31,5	18,744	18	↔ 168,41	0,09%
5	⊖	Candidate Point 3	31,785	19,142	19,097	32,968	18,109	18,432	↔ 168,8	0,32%
*		New Custom Candidate Point	35	20	20	35	20	20		

Рисунок 4.16 – параметры, полученные с помощью прямой оптимизации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Акименко Егор Алексеевич

Инженерная школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение технического диагностирования магистральных газопровода
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Единые нормы времени и расценки на техническое диагностирование оборудования, сооружений и трубопроводов
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование необходимости оценки технического диагностирования газопровода с целью дальнейшего капитального ремонта.
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат при проведении технического диагностирования магистрального газопровода «Нижевартовск – Парабель – Кузбасс».
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет итоговой стоимости проведения технического диагностирования магистрального газопровода.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Средняя стоимость ОТС 1 погонного метра подземного газопровода высокого давления

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Акименко Егор Алексеевич		

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Магистральная сеть газо- и нефтепроводов является важной и незаменимой отраслью топливно-энергетического комплекса в нашей стране. Россия обладает сильно разветвленной сетью магистральных трубопроводов. Большинство из них отслужили четверть века. Значение транспортировки углеводородов при помощи трубопроводного транспорта очень высоко. На данный момент это один из самых дешевых способов по доставке нефти и газа на места непосредственного потребления.

Под воздействием перекачиваемых продуктов, внешней среды и режима эксплуатации несущая способность трубопроводов снижается, что в свою очередь, в связи с необходимостью обеспечения эксплуатационной надежности и экологической безопасности трубопроводов вызывает необходимость ремонта дефектных участков.

Рассматриваемый участок газопровода эксплуатируется на протяжении 44 лет, следовательно, его нормативный амортизационный срок (не менее 30 лет) превышает допустимые нормы.

В соответствии с нормами проведения экспертизы промышленной безопасности (далее – ЭПБ), было проведено комплексное обследование технического состояния магистрального газопровода на данном участке.

Комплексное обследование показало то, что состояние металла трубы хотя и превысило свой максимальный срок службы, но соответствует всем нормам его эксплуатации. Что нельзя сказать о состоянии его изоляционного покрытия, которое, с течением времени, утратила свои механические свойства.

					Моделирование и оценка напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов при прокладке и капитальном ремонте с целью определения оптимальных технологических параметров			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.	Акименко Е.А.				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Никulichиков В.К.						57	100
Консульт.	Шарф И.В.					Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук. ООП	Шадрина А.В.							

Проверяемый газопровод имеет диаметр ■■■ мм. Нецелесообразно и экономически невыгодно проверять данный участок целиком, поэтому на исследуемом участке выбрано 10 участков по 50 м.

Перед началом проведения технического диагностирование единичного отрезка трубопровода, необходимо провести ряд испытаний, стоимость которых указана в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Газопровод стальной подземный высокого давления, измеритель – 500 пог.м. трубопровода.

Состав работ	Объем контроля	Диаметр трубы, мм
		св. 300
1. Анализ технической документации и разработка программы оценки	10 комплектов	21171,2
2. ВИК состояния газопровода. Обход и осмотр трассы	120-150 стыков	174154,75
3. УК сварных швов	15 % (30-50 швов)	62967,2
4. Ультразвуковая толщинометрия	120-150 точек	55412,75
5. Испытание твердости	80-100 точек	169359,8
6. Испытание изоляции электрических кабелей	100%	15169
7. Определение коррозионной агрессивности грунта по удельному электрическому сопротивлению	20 шурфов	17478,8
8. Испытание адгезии	20 шурфов	15379,8
9. Формирование выводов по ОТС	10 комплектов	31756,8
Итого за 500 пог.м.		
4 кв-л 2021 г.		140712,55

Соответственно для 10 участков по 50 пог.м была рассчитана стоимость технического диагностирования, она составила 140712,55 рублей.

Руководствуясь методикой расчета стоимости научных, нормативно-методических, проектных и других видов работ (услуг) на основании нормируемых трудозатрат, принимаем стоимость разработки отчетной документации плюс проведения анализа технической документации

(первичного), в размере 25% от суммарной стоимости работ по неразрушающему контролю.

5.2. Расчет стоимости проведения экспертизы газопровода

Стоимость экспертизы промышленной безопасности газопровода определяется в зависимости от усложняющих факторов по формуле:

$$C_{\text{эксп. газопр}} = (C_{\text{ед}} + C_{\text{ед}} \times 30\%) \times L / 10 \times k_{\text{общ}} \times k_{\text{инд}}, \quad (5.1)$$

где $C_{\text{эксп.газопр.}}$ – стоимость ЭПБ газопровода, руб.;

$C_{\text{ед.}}$ – единичная стоимость работ по ОТС на 500 м газопровода, руб./м;

$L_{\text{газопр.}}$ – общая длина газопровода, м;

$k_{\text{общ.}}$ – общий коэффициент (приложение А),

$$k_{\text{общ.}} = k_{\text{район.}} \times k_{\text{удал.}} \times k_{\text{усл.ф.}} \times k_{\text{отс.док.}} \times k_{\text{попр.}}; \quad (5.2)$$

$k_{\text{инд.}}$ – коэффициент инфляции на момент расчета стоимости работ (коэффициент перевода в текущие цены от 2001 г.).

Единичная стоимость работ равна 140712,55 рублей;

Общая длина проверяемых участков газопровода составляет 500 м;

Общий коэффициент $k_{\text{общ}} = 1,35 \times 1,1 \times 1,1 \times 1,25 = 2,04$.

Коэффициент инфляции, согласно Письму Минстроя России от 5.12.2017 N 58300-ОГ/09 во 2 квартале 2022 года равен 4,91 [12].

$C_{\text{эксп. газопр}} = (140712,55 + 140712,55 \times 30\%) \times 500 / 10 \times 2,04 \times 4,91 = 91613157,1$ руб.

Стоимость экспертизы промышленной безопасности газопровода «Нишневартовск - Парабель - Кузбасс» на 572-714 км согласно [11] составила 91613157,1 руб.

5.3. Расчет стоимости работ при техническом диагностировании трубопроводов

Согласно [13] стоимость работы при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов Ц, руб., определяют по формуле:

$$Ц = C \times K_{\text{ус}} \times K_{\text{тр}} \times K_{\text{рк}} + П, \quad (5.3)$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		60

где C – себестоимость работы при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов;

$K_{р.к.}$ – поправочный коэффициент, зависящий от районного коэффициента к заработной плате.

Π – плановая прибыль, руб.

1. Анализ документации:

- Ознакомление и анализ проектной документации $C_1^{a.d.}=3213,30$ руб.;

- Ознакомление и анализ исполнительной документации $C_2^{a.d.}=2142,26$ руб.;

- Анализ нормативной документации и установление норм оценки технического состояния $C_3^{a.d.}=491,15$ руб.;

- Анализ условий эксплуатации и технологических режимов работы $C_4^{a.d.}=982,29$ руб.;

- Анализ ранее проведенных диагностических работ и установление характерных участков $C_5^{a.d.}=428,44$ руб.;

- Анализ планово-профилактических мероприятий и ремонтных работ $C_6^{a.d.}=613,95$ руб.;

- Анализ аварий и отказов $C_7^{a.d.}=966,04$ руб.

Себестоимость работ при анализе документации:

$$C^{a.d.} = \sum C_n^{a.d.} = 3213,30 + 2142,26 + 491,15 + 982,29 + 428,44 + 613,95 + 966,04 = 8837,43 \text{ руб.} \quad (5.4)$$

2. ВИК состояния газопровода:

- визуальный осмотр сварных швов снаружи (100 % осмотр)

$$C_2 = C_1^A \times L = 90,22 \times 300 = 27066,4 \text{ руб.} \quad (5.5)$$

где C_1^A – себестоимость 1 стыка;

L – количество стыков.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		61

3. Ультразвуковая дефектоскопия сварных швов:

$$C_3 = C_{ж1} * L_1 = 644,48 * 100 = 64448 \text{ руб.}$$

$C_{ж1}$ - стоимость ультразвуковой дефектоскопии 1 шва;

L_1 - количество швов.

4. Ультразвуковая толщинометрия (300 точек замера):

$$C_4 = C^{т.т} * N_3 = 51,56 * 300 = 15468 \text{ руб.} \quad (5.6)$$

где: $C^{т.т}$ - себестоимость 1 замера традиционным методом (ультразвуковой толщинометрии);

N_3 - количество замеров.

5. Себестоимость работ при анализе результатов контроля принимается:

$$C_5 = 7674,19$$

6. Себестоимость работ при составлении технического заключения принимается: $C_6 = 3069,69 * 10 = 30696,9 \text{ руб.}$

$$k_{тр} = 1,2;$$

$$k_{рк} = 1,35.$$

Плановая прибыль:

$$\Pi = \frac{25}{100} * [(C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 + C_6) * k_{тр} * k_{рк}], \quad (5.7)$$

Стоимость комплекса работ при техническом освидетельствовании трубопровода:

$$\begin{aligned} C &= (C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 + C_6) * k_{тр} * k_{рк} + \frac{25}{100} * \\ & * [(C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 + C_6) * k_{тр} * k_{рк}] = \\ &= \left(1 + \frac{25}{100}\right) * [(C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 + C_6) * k_{тр} * k_{рк}] = \\ &= \left(1 + \frac{25}{100}\right) * (8837,43 + 27066,4 + 64448 + 15468 +) \\ & * [(8837,43 + 27066,4 + 64448 + 15468 + 7674,19 \\ & + 30696,9) * 1.2 * 1.35] = 312236,613 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Заключение по разделу

В ходе данного расчета был проведен расчет и анализ стоимости проведения экспертизы промышленной безопасности по двум методическим указаниям. Расчеты были произведены для 10 участков по 50 метров, общая длина диагностированного трубопровода составила 500 метров соответственно. Расчеты показали, что стоимость по [11] составила 91613157,1 руб., а стоимость по [13] равна 312236,613 руб. Проведение технического диагностирования необходимо для выявления дефектов трубопровода для его последующего ремонта.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		63

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		Акименко Егор Алексеевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Моделирование и оценка напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов при прокладке и капитальном ремонте с целью определения оптимальных технологических параметров	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объектом исследования является магистральный трубопровод. Работа производится в полевых условиях. Работы проводятся на участках магистрального газопровода и магистрального нефтепровода. Процесс работы заключается в капитальном ремонте магистральных трубопроводов с заменой изоляции. Основным механическим оборудованием, используемым при производстве работ, является спецтехника (Трубоукладчик, бульдозер, экскаватор, подкапывающая машина, грунтовоочистная машина, машина для подсыпки и подбивки грунта под трубопровод, изоляционная машина, очистная машина).</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>ГОСТ Р 22.0.02-2016 ГОСТ 12.0.004-2015 ССБТ СП 18.13330.2011 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ ГОСТ 12.1.005-88 с измен. 2000 ГОСТ Р 12.4.236-2011</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных 	<p>Вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Отклонение показателей климата на открытом воздухе; – Превышение уровней шума и вибрации; – Недостаточная освещенность;

<p>производственных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<ul style="list-style-type: none"> – Загазованность воздуха рабочей зоны. <p>Опасные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Электрический ток; – Пожароопасный фактор; – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.
<p>3. Экологическая безопасность <u>при разработке проектного решения</u></p>	<p>Воздействие на селитебную зону: загрязнение данной зоны, при аварии трубопровода, проложенного вблизи населенных пунктов.</p> <p>Воздействие на литосферу: механическое разрушение при земляных работах, передвижение техники, загрязнение отходами производства.</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение водной среды разливом нефтепродуктов, бытовыми отходами.</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы в атмосферу нефти и попутного газа при аварии на линейной части трубопровода.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при разработке проектного решения</u></p>	<p>Возможные ЧС: разлив нефти, лесные пожары, повреждения движущимися машинами и механизмами, поражение электрическим током, падение с высоты</p> <p>Наиболее типичная ЧС: повреждения движущимися машинами и механизмами.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Акименко Егор Алексеевич		

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной работы является определение технологических параметров нефтегазопроводов при прокладке и капитальном ремонте. В результате длительной эксплуатации трубопроводов повышается склонность металла к постепенному разрушению, вызванному накоплению различных дефектов трубопровода, внутренних напряжений, а также структурных изменений. Для обеспечения безопасности и надежности эксплуатации трубопроводных систем существуют различные технические программы по диагностике, ремонтным работам и реконструкции объектов транспорта углеводородов. Так, для полного или частичного восстановления ресурса трубопровода проводят процесс капитального ремонта.

Таким образом, актуальной задачей является повышение уровня промышленной безопасности при капитальном ремонте нефтегазопроводов.

Эта проблема особенно актуальна при капитальном ремонте трубопровода с подъемом, так как ремонтные работы ведутся без остановки перекачки продукта, что при чрезвычайной ситуации, может привести к серьезным последствиям, особенно, экологическим.

					Моделирование и оценка напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов при прокладке и капитальном ремонте с целью определения оптимальных технологических параметров			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.		Акименко Е.А.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.					66	100
Консульт.		Сечин А.А.				Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
Рук. ООП		Шадрина А.В.						

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Обслуживание и ремонт трубопроводного транспорта производит трубопроводчик линейный. Его рабочее место состоит из линейного участка нефтегазопроводов.

Персонал, обслуживающий трубопровод работает вахтовым методом в условиях Крайнего Севера. Поэтому, осуществление правового регулирования труда рабочих данной отрасли в данном субъекте Российской Федерации, соблюдается с учетом норм, установленных в статьях 297-302 Трудового кодекса Российской Федерации: глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом».

Помимо этого, учитываются нормы, установленные главой 50 ТК РФ: «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям» (статьи 313–327).

Правовое регулирование труда работников данной отрасли включает в себя следующие характерные особенности:

1. Величина рабочего времени и времени отдыха: устанавливается в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права. Конкретная продолжительность ежедневной работы (смены) определяется с учетом характера и специфики производства, а также условий труда. Продолжительность рабочего времени при вахтовом методе работы составляет 12 часов в сутки. Для женщин, работающих в районах Крайнего Севера при работе вахтовым методом, устанавливается пониженная норма часов в год: 1728 часов в год для женщин, 1920 часов для мужчин. В течение рабочего дня сотрудникам предоставляется перерыв для отдыха и питания не более двух часов и не менее 30 минут. Всем сотрудникам предоставляются

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		67

ежегодные оплачиваемые отпуска продолжительностью 28 календарных дней с сохранением места работы (должности) и среднего заработка [15].

2. Заработная плата: При расчете оплаты труда в районах Крайнего Севера учитываются районные коэффициенты и процентные надбавки к заработной плате. Районный коэффициент к заработной плате устанавливается в следующих размерах:

- на объектах, расположенных южнее Полярного круга: 1,7
- на объектах, расположенных севернее Полярного круга: 1,8

Также выплачивается процентная надбавка к заработной плате за стаж работы в указанных районах (предельный размер процентной надбавки к заработной плате – 80%) [14].

6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место – место, где должен находиться работник во время исполнения своих обязанностей и которое прямо или косвенно находится под контролем работодателя. От организации рабочего места, во многом зависит эффективность самого труда, орудий и средств производства, производительность труда, себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования предприятия.

Основное рабочее место персонала, обслуживающего нефтегазопровод, находится, как правило на значительном удалении от производственных баз и баз снабжения. Зачастую, для того, чтобы попасть на крановую площадку или переход через овраг, необходимо ехать на вездеходе по пересечённой местности по несколько часов. Поэтому, основная работа происходит на открытой местности, а не в помещении.

Допуск персонала к выполнению работ происходит только после разрешения от начальства, в управлении и ведении которого находится объект.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		68

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно – ремонтного других задействованных организаций.

Ответственный руководитель перед допуском к работе должен выяснить, какие меры безопасности приняты при подготовке рабочего места, и проверить подготовку рабочего места личным осмотром в пределах рабочего места.

6.2 Производственная безопасность

6.2.1 Анализ выявленных вредных факторов

Выполнение любого вида работ на линейном участке нефтегазопровода связаны со следующими потенциально опасными и вредными производственными факторами (см. таблицу 6.1).

Таблица 6.1 – Вредные и опасные факторы [20]

Факторы (согласно ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1.Климатические условия	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [19] ГОСТ 12.1.019-2017 [21] ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ [22] МР 2.2.7.2129-06[23]
2.Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	
3.Контакт с животным, насекомыми, пресмыкающимися		+	+	

4.Поражение электрически м током.		+	+	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ [24] СП 3.1.3.2352-08 [26]
5.Механические опасности		+		
6.Взрывоопасность и пожароопасность		+	+	

При проведении работ на линейной части нефтегазопровода персонал попадает в зону действия следующих вредных факторов:

Климатические условия

При работе в зимнее время необходимо соблюдать следующие требования:

- при скорости ветра более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах (скорость ветра устанавливается по данным местных метеостанций);

- работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха; средства для обогрева предоставляются на месте работ или в непосредственной близости от места работы;

- о прекращении работы на открытом воздухе или перерывах должно быть сделано распоряжение. Самовольное установление работниками перерывов, а также самовольное прекращение работы не допускается;

- если работы прекращены вследствие низкой температуры или сильного ветра, работники должны быть временно переведены на другую работу в теплое помещение (не распространяется на работников, занятых снегоочистительными и аварийными работами).

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и специальной обувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и специальную обувь со специальными видами обогрева [23].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Электрическое освещение строительных площадок и участков подразделяется на рабочее, аварийное, эвакуационное и охранное.

При наступлении темноты участки работ, рабочие места, проезды и проходы к ним должны быть освещены. Освещенность должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных приспособлений на работающих.

Рабочее освещение предусматривается для всех строительных площадок и участков, где работы выполняются в ночное и сумеречное время суток, и осуществляется установками общего (равномерного или локализованного) и комбинированного освещения (к общему добавляется местное) [22].

Контакт с животными, насекомыми, пресмыкающимися

В местах выполнения работ можно столкнуться с различными животными, в том числе с пресмыкающимися и членистоногими, которые при определенных обстоятельствах могут представлять потенциальную угрозу для жизни и здоровья человека. При перемещении (нахождении) в местах возможного обитания животных необходимо явно обозначать своё присутствие на местности механическими звуками, разговорами, предупредительными окриками. Не разрешается выбрасывать пищевые отходы на местности. При встрече с дикими животными, необходимо дать им возможность уйти, так как они нападают на человека, только если ранены, очень голодны, испуганы или защищают детёнышей.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		71

При работе в крупных лесных массивах и открытой тундре особое внимание необходимо обращать на ориентировку, учитывать возможность встречи с хищным зверем. В районах, изобилующих комарами и мошкой, все участники рейда должны иметь накомарники, сетки, пологи или соответствующие химические препараты [26].

В летнее время года работающие на открытых площадках работники должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ (репелленты, защитные костюмы пропитанные специальными составами от гнуса и энцефалитного клеща), а также должна быть организована профилактическая работа по вакцинации против энцефалитного клеща [28].

6.2.2 Анализ выявленных опасных факторов

Поражение электрическим током

Поражение электрическим током: возникает при контакте с оголёнными токоведущими частями, находящимися под напряжением или при контакте с металлическими частями, которые могут оказаться под напряжением, например, при нарушении изоляции. Кроме того, поражение электрическим током возможно при работе на участке линейного магистрального нефтепровода без защитного заземления и при неиспользовании защитных средств при обслуживании.

Главными причинами электротравматизма являются:

1. Появление напряжения там, где в нормальных условиях не должно быть. Такие случаи встречаются в практике довольно часто. Под напряжением могут оказаться корпуса оборудования, металлические конструкции, строительные элементы и т. п. Чаще всего это происходит вследствие повреждения изоляции кабелей, проводов или обмоток электродвигателей и электрического соединения токоведущих частей с указанными конструкциями.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		72

2. Возможность прикосновения к незащищенным токоведущим частям.
3. Образование электрической дуги между человеком и токоведущими частями электроустановки напряжением свыше 1000 В.
4. Несогласованные и ошибочные действия персонала. Например, подача напряжения на установку; где работают люди.

Все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования должны быть заземлены. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования. Проверка заземления должна проводиться рабочим персоналом регулярно.

Механические опасности

Механические опасности на линейном участке нефтегазопровода представляют собой различные движущиеся механизмы (автоматизированная запорно-регулирующая арматура), подвижные элементы производственного оборудования, падение предметов с высоты.

Для защиты человека применяют средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. На опасных местах устанавливают козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации. Также для исключения получения травм требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности.

Взрывоопасность и пожароопасность

При производстве работ на линейном участке нефтегазопровода до начала работ необходимо устранить замазученность территории, исключить наличие на территории горючих материалов (при разливе нефтепродуктов).

На месте проведения огневых работ должны быть следующие первичные средства пожаротушения [27]:

а) огнетушители порошковые ОП-9 (10) – 10 шт. или один огнетушитель ОП-70 (100), или два огнетушителя ОП-35 (50);

б) кошма или противопожарное полотно размером 2,0 х 2,0 м – 2 шт. или 1,5 х 2,0 м – 3шт.;

в) два ведра, две лопаты, один топор, один лом.

При проведении ремонтных работ в местах, недоступных для проезда пожарных автомобилей (горы, болота), а также при работах, не связанных со вскрытием полости МН и МНПП, откачкой нефти и нефтепродуктов и в других предусмотренных нормативными документами случаях по согласованию с СПО, вместо пожарных автоцистерн на месте производства работ необходимо организовать пожарный пост, который должен быть оснащен огнетушителями ОП-9(10) (ОУ-7(10)) – 10шт. или ОП-35(50) (ОУ-30(40)) – 2 шт., ящиком с песком ($V=1 \text{ м}^3$), одним ломом, двумя лопатами, одним топором, кошмой или противопожарным полотном 2,0 х 2,0 м – 2 шт. или 1,5 х 2,0 м – 3 шт. На месте производства работ приказом по эксплуатирующей или подрядной организации из числа работающих должен создаваться боевой

Ответственный за обеспечение пожарной безопасности объекта обязан обеспечить проверку места проведения огневых работ или других пожароопасных работ в течение 3 ч после их окончания.

Пожарная безопасность при проведении ремонтных и эксплуатационных работ на линейной части МН и МНПП должна обеспечиваться боевым пожарным расчетом на пожарной автоцистерне, заполненной пенообразователем и водой, или другой пожарной техникой.

Расчет количества аварийных выбросов опасных веществ, участвующих в создании поражающих факторов на трубопроводе

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		74

Количество продукта, которое может вытечь из дефектного отверстия при аварии, является вероятностной функцией, зависящей от следующих случайных параметров:

- места расположения и площади дефектного отверстия;
- продолжительности утечки с момента возникновения аварии до остановки перекачки (от нескольких минут при крупных разрывах и нескольких дней при мелких, которые трудно зафиксировать приборами);
- времени прибытия дежурного персонала и времени выполнения мер до полного прекращения истечения продукта.

Первый – истечение продукта с момента повреждения до остановки перекачки;

Второй – истечение продукта из трубопровода с момента остановки перекачки до закрытия арматуры;

Третий – истечение продукта из трубопровода с момента закрытия арматуры до прекращения утечки.

Общий объем аварийного выброса жидкости и газа составляет:

$$V = V_1 + V_2 + V_3, \quad (6.1)$$

где V_1 – объем аварийного выброса жидкости и газа в напорном режиме (первый этап);

V_2 – объем аварийного выброса жидкости и газа в безнапорном режиме (второй этап);

V_3 – объем аварийного выброса жидкости и газа с момента закрытия арматуры до прекращения утечки (третий этап).

Для выявления наибольшего экологического ущерба, наибольшей степени поражения персонала, обслуживающего промышленные трубопроводы, расчет произведен на полный разрыв трубы в точке, приведенной в таблице.

Таблица 6.2 - Точка полного разрыва трубы

Наименование трассы	Точка, ПК
Трубопровод X	т.А, ПК1+15,86

Объем аварийного выброса жидкости и газа V_1 , вытекшей из трубопровода за интервал времени τ_1 , с момента возникновения аварии до остановки перекачки, определяется из выражения:

$$V_1 = \omega_1 \times r_1, \quad (6.2)$$

где ω_1 – объемный расход нефти и газа, м³/с:

$$\omega_1 = \frac{Q}{24 \times 3600}, \quad (6.3)$$

где Q – суточный расход нефти и газа на рассматриваемом участке, м³/сут.

Время τ_1 при разрыве трубопровода на полное сечение принимается равным 5 минутам (300 с) – за это время произойдет отключение добывающих скважин кустовой площадки по блокировке от падения давления.

Объем аварийного выброса жидкости и газа V_2 , вытекающего в безнапорном режиме, зависит от высотного положения места аварийного разрыва.

$$V_2 = \omega_2 \times r_2, \quad (6.4)$$

где τ_2 – время до выравнивания напора в трубопроводе;

ω_2 – объемный расход нефти и газа для данного режима истечения, м³/с:

$$\omega_2 = \mu \times f \times \sqrt{2gh}, \quad (6.5)$$

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		76

где μ – безразмерный коэффициент расхода с учетом сопротивления грунта;

f – площадь аварийного отверстия, м²;

g – ускорение свободного падения, м²/с;

h – напор в аварийном отверстии, м:

$$h = Z_i - Z_m - h_T - h_a, \quad (6.6)$$

где Z_i – геодезическая отметка самой высокой точки профиля рассматриваемого участка трубопровода;

Z_m – геодезическая отметка в точке разрыва трубы;

h_T – глубина заложения трубопровода;

h_a – напор, создаваемый атмосферным давлением, $h_a = 10$ м вод. ст.

Объем аварийного выброса жидкости и газа V_3 , вытекающего с момента закрытия арматуры до прекращения утечки из участков трубопровода, прилегающих к аварийному отверстию и находящихся выше по отношению к нему, находится из выражения:

$$V_3 = \frac{d^2 \times \pi}{4} \times L, \quad (6.7)$$

где L – длина прилегающих к аварийному отверстию участков трубопровода, с которых нефть поступает к месту разрыва самотеком, м.

Расчетные значения сведены в таблицу.

Таблица 6.3 – Расчетные значения выбросов при реализации аварии натрубопроводе

Аварийная точка	Суточный расход жидкости (нефти)/газа, м ³ /сутки	Длина прилегающих участков, находящихся выше точки разрыва, м	«Гильотинный» разрыв трубы			
			Объем вытекшей жидкости (нефти)/газа в напорном режиме V ₁ , м ³	Объем вытекшей жидкости (нефти)/газа в безнапорном режиме V ₂ , м ³	Объем вытекшей жидкости (нефти)/газа из прилегающих участков Трубопровода, V ₃ , м ³	Общий объем вытекшей жидкости (нефти)/газа V, м ³
т.А, ПК1+1 5,86	9273 (217)/ 85245	232	32,2 (0,8)/ 296,0	-	19,7 (0,5)/ 181,5	51,9 (1,3)/ 477,5
Примечание – плотность нефти, 945,5 кг/м ³ , плотность газа – 0,691 кг/м ³						

Основными мероприятиями по снижению воздействия данного опасного фактора будут являться:

- контроль газовоздушной смеси газоанализаторами;
- исключение причин возникновения пожаров или взрывов;
- применение оборудования во взрывобезопасном исполнении;
- соблюдение правил пожарной безопасности в рабочей зоне.

6.3 Экологическая безопасность

6.3.1 Загрязнение атмосферы

Степень загрязнения атмосферного воздуха вследствие аварийного разлива нефти определяется массой летучих низкомолекулярных углеводородов, испарившихся с поверхности почвы или водоема. Нефть, попавшая сразу на землю, испаряется и окисляется под действием микробов. Пары нефти и нефтепродуктов являются токсичными и оказывают отравляющие действия на организм человека.

Для снижения негативного воздействия испарившихся нефтепродуктов необходимо:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		78

- Контролировать воздушную обстановку вблизи наиболее подверженных разрушению местах нефтегазопровода;
- Автоматическое определение превышения ПДК загрязняющих веществ в рабочей зоне датчиками и оповещение рабочего персонала.

6.3.2 Загрязнение гидросферы

Трубопровод часто проходит через водные преграды (реки, озера), поэтому представляет потенциальную угрозу загрязнения гидросферы.

Мероприятия, которые необходимо проводить для контроля и защиты гидросферы от загрязнения:

- Своевременное предотвращение утечек;
- Периодический контроль трубопровода, проложенного через водоём

6.3.3 Загрязнение литосферы

При работе на участке нефтегазопровода на почву оказывается сильное химическое и физическое влияние.

Повреждение и деградация почв происходит от попадания в нее нефтепродуктов, разлившихся при утечке. Необходимо проводить мероприятия, направленные на восстановление почв. На стадии проектирования нефтепровода следует обратить внимание на экологическую безопасность и учесть все факторы. Как и в других случаях возникновения опасности загрязнения следует использовать современные технологии контроля предельно допустимых значений загрязняющих веществ.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В связи с выходом из строя участка нефтегазопровода возможно возникновение чрезвычайных ситуаций, помимо этого, ЛЭП, идущие вдоль трубопровода также могут привести к ЧС.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		79

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть при работе на участке МН:

- Пожары
- Поражение электрическим током
- Разлив нефти, утечка газа

Наиболее вероятная ЧС – поражение электрическим током персонала, обслуживающего нефтегазопровода, так как при выполнении работ в охранной зоне ЛЭП на металлических трубопроводах, а также на других металлических сооружениях находятся опасные для человека электрические потенциалы. Опасность поражения током может появиться и при искусственном дождевании в охранной зоне ЛЭП, когда сплошная струя дождевальной воды соприкасается с проводами линии или с поверхностью изоляторов. В первом случае опасные потенциалы могут появиться на дождевальной установке, а во втором – может произойти электрический пробой изолятора, обрыв и падение провода на землю, появляется опасность поражения шаговым напряжением.

Отрицательное действие электромагнитного поля проявляется под ЛЭП напряжением 330 кВ и выше.

Работы в охранной зоне ЛЭП следует выполнять не менее чем двум лицам, один из них – наблюдающий.

Назначают ответственного за обеспечение электробезопасности при выполнении работ вблизи ЛЭП.

Персонал, занятый выполнением работ в охранной зоне ЛЭП, должен пройти соответствующий инструктаж и уметь оказать помощь при поражении электрическим током. О проведении инструктажа делают соответствующую запись в журнал регистрации инструктажей по технике безопасности.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		80

Заключение по разделу

В данном разделе были рассмотрены условия работы вахтовым методом. Выявлены вредные и опасные факторы при работе на линейном участке нефтегазопровода. Рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении персоналом работ. Определены основные источники загрязнения окружающей среды. Наиболее вероятной ЧС является поражение электрическим током обслуживающего персонала, расписан комплекс мер по предупреждению ЧС.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		81

Заключение

В ходе выполнения магистерской диссертации были рассмотрены способы капитального ремонта с заменой изоляционного покрытия.

1. В результате проведенного анализа выявлено, что недостатками способа с поднятием являются высокие продольные напряжения, возникающие в трубопроводе, что негативно сказывается на сварных швах трубопровода и надежности трубопровода в целом. Был предложен способ ремонта трубопровода в движущейся колонне с сохранением пространственного положения, используя самоходный подъемник “Атлант”, заменяющий подвижные трубоукладчики. Также были выполнены следующие задачи:

2. Изучен технологический процесс капитального ремонта трубопроводов;

3. Проведен расчет трубопроводов [REDACTED] на прочность и недопустимость пластических деформаций;

4. Рассчитано напряженно – деформированное состояние трубопроводов [REDACTED] и [REDACTED] в программном комплексе ANSYS;

5. С помощью параметрической оптимизации в программном комплексе ANSYS минимизированы эквивалентные напряжения, возникающие в ремонтируемом трубопроводе. Для газопровода [REDACTED] при ремонте в траншее удалось снизить эквивалентное напряжение с [REDACTED] МПа до 30,3 МПа, что составляет [REDACTED], так же для данного газопровода было снижено перемещение трубопровода с [REDACTED] мм до 9,9 мм (10%).

					Моделирование и оценка напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов при прокладке и капитальном ремонте с целью определения оптимальных технологических параметров		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат			
Разраб.		Акименко Е.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никulichиков В.К.				82	100
Рук. ООП		Шадрина А.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		
					Заключение		

При ремонте газопровода на бровке траншеи была проведена прямая оптимизация, которая позволила снизить максимальное эквивалентное напряжения со [REDACTED] до [REDACTED] (7,4 %). Для нефтепровода [REDACTED] при ремонте с поднятием и укладке на бровку траншеи максимальное напряжение снизилось с значения [REDACTED] МПа до [REDACTED] МПа (4%).

б. Оптимизировано расстояние между оборудованием и расстояние между трубоукладчиками при процессе переизоляции трубопровода. Для газопровода [REDACTED] при ремонте в траншее расстояние между оборудованием (очистными, изоляционными машинами) необходимо снизить с [REDACTED] м до [REDACTED] м. Что касается ремонта газопровода на бровке траншеи, то расстояние между трубоукладчиками необходимо снизить до [REDACTED] м и [REDACTED] м. Для нефтепровода [REDACTED] при ремонте на бровке траншеи расстояние между трубоукладчиками рекомендуется уменьшить с [REDACTED] м до [REDACTED] м и с [REDACTED] м до [REDACTED] м.

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		83

Список использованных источников:

1. А.В Рудаченко, А.Л. Саруев Исследования напряженно-деформированного состояния трубопроводов. Издательство Томского политехнического университета 2011.
2. РД 153-39.4-114-01. Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах. – Введ. 20.02.2002. – М.: ПАО «Транснефть», 2002. – 115 с.
3. Березин, В.Л. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов / В.Л. Березин и др. - М.: Недра, 2013. - 364 с.
4. ГОСТ Р 53383–2009. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия. – М., 2009. – 18 с.
5. СТО Газпром 2–2.3–231-2008. Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ПАО «Газпром». – М., 2008. – 96 с.
6. Бурков П.В. Компьютерное моделирование технологий в нефтегазовом деле: учебное пособие/П.В. Бурков, С.П. Буркова// Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 143 с.
7. РД–23.040.01–КТН–222–10. Методика расчета на прочность и устойчивость линейных участков магистральных нефтепроводов диаметром 530 – 1220 мм при ремонте с подъемом и поддержкой трубоукладчиками. – М., 2010. – 67 с.
8. СП 33.13330.2012. Расчет на прочность стальных трубопроводов. – М., 2012. – 25 с.
9. СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы. Строительные нормы и правила.

					Моделирование и оценка напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов при прокладке и капитальном ремонте с целью определения оптимальных технологических параметров					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	<p style="text-align: center;">Список использованных источников</p>					
Разраб.		Акименко Е.А.						Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков В.К.							84	100
Рук. ООП		Шадрина А.В.						Отделение нефтегазового дела Группа 2БМ01		

10. РД 39-00147105-015-98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов.

11. Методика определения стоимости проведения экспертизы промышленной безопасности зданий, сооружений и технических устройств. Обоснование получения минимальной стоимости оценки технического состояния.

12. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства. Письмо Минстроя России от 25.12.2017 N 58300-ОГ/09.

13. Единые нормы времени и расценки на техническое диагностирование оборудования, сооружений и трубопроводов. Дата актуализации 01.01.2021.

14. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.03.2022) Глава 50. Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностях. [Электронный ресурс] URL:http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/b739014a99ff134c5dc56d924e34695af0b59ab4/

15. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.03.2022) Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. [Электронный ресурс] URL:http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0/

16. СП 36.13330.2012 «Свод правил. Магистральные трубопроводы». [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200103173>

17. СП 86.13330.2014. «Свод правил. Магистральные трубопроводы». [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200111111>

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		85

18. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности». [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/901702428>

19. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность». [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200313>

20. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/120013607>

21. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200161238>

22. ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ. «Строительство. Нормы освещения строительных площадок» [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200114236>

23. МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200047514>

24. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация» [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200000277>

25. РД 13.100.00-КТН-306-09 «Система организации работ по промышленной безопасности на нефтепроводном транспорте»

26. СП 3.1.3.2352-08 «Профилактика клещевого вирусного энцефалита» [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/902094567>

27. Правила противопожарного режима в РФ, утв. Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 №390;

28. Приказ от 21 июня 1985 года №342 Об утверждении «Основных правил безопасности и оказания первой медицинской помощи при проведении рейдовых выездов по охране животного мира и борьбе с браконьерством».

29. Lisin Y.V., Ermish S.V., Makhutov N.A., Neganov D.A., Varshitskiy V.M. Impact of stress-strain state on the limit state of the pipeline. 2017, 4,12–16.

30. P.Prevey, D. Hornbach Residual Stress in Pipelines. 2015, (pp.73-98). Available at

31. A.M. Akhmedov, S.G. Abramyan Method for Pipeline Section Retrieval for Overhaul with Complete Replacement. 2020.

32. A.M. Akhmedov Innovative assembly line for building and major repair of main pipeline. IOP Conference Series Materials Science and Engineering, 2019.

33. P.V. Burkov, S.P. Burkova, S.A. Knaub Stress and Strain State Analysis of Defective Pipeline Portion. IOP Conference Series Materials Science and Engineering 91, 2015.

34. Ivanov D.V., Dol A.V. Introduction in ANSYS WORKBENCH educational and methodical manual for students of economic and scientific disciplines. 2016.

Приложение А

Modeling and evaluation of the stress-strain state of oil and gas pipelines during laying and overhaul in order to determine the optimal technological parameters

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Акименко Егор Алексеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков Виктор Кенсоринович	к.т.н.		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Айкина Татьяна Юрьевна	к. филолог. н.		

Introduction

In Russia, more than 200 thousand kilometers of steel pipelines designed for the transportation of oil, gas and petroleum products are operated. Most of them have served for a quarter of a century. The importance of transportation of hydrocarbons by means of pipeline is very high. At the moment, this is one of the cheapest ways to deliver oil and gas to places of direct consumption.

Under the influence of the pumped products, the external environment and the operating mode, pipeline bearing capacity decreases. This causes the need to repair defective sections in order to ensure operational reliability and environmental safety of pipelines.

To date, to organize the pipeline overhaul process, it is important to take into account the specific features of each pipeline separately. The basic principle of designing the overhaul is performing all work by the in-line method, which significantly reduces the repair time. In turn, the application of the in-line method of organizing the repair process, in which opening oil and gas pipelines, damage repair and backfilling are carried out in parallel on several lines, requires the revision of the current norms since they limit the permissible length of the sections released from the soil.

The revision of the existing norms will make it possible to determine the optimal pipeline technological parameters during the overhaul, thereby ensuring the degree of mechanization of the overhaul process, increase labor productivity, and also have a positive impact on economic efficiency.

Literature review

Impact of stress-strain state on the limit state of the pipeline

Lisin Y.V. et al. [29] evaluated the normative approach to assessing the pipeline strength using calculated stresses. The authors proposed an adjusted theoretical approach taking into account the elastic and elastic-plastic deformation stages and the influence of the stress state on the peculiarities of reaching the limit states at failure.

Within the research under consideration, the influence of the three-dimensional stress state on the change in the resistance to plastic strain formation has been established using the first main factor of stress increase when the conditions of plastic deformation are met. The formation of three-dimensional stress state causes the change in resistance to plastic deformation. It is also manifested not only at the stage of plastic strain formation, but also at the destructive (limiting) strains. The effect of the second main tensile stress on the reduction of destructive (limiting) deformations was investigated. When a three-dimensional stress state occurs, the risk of quasi-brittle and brittle fractures of pipelines increases.

The authors of this paper highlight circumstances that need to be taken into account when calculating the strength and durability criteria of pipelines under deformations.

Residual Stress in Pipelines

In the article [30], the authors examined the residual stresses that occur in pipelines as a result of installation or repair. Their effect on service life is often not considered. The research aims to give a general idea of residual stresses and their effect on service life.

Residual stresses in piping can arise from a variety of sources, such as the initial fabrication of the pipe sections, welding, forming, grinding, machining and even during pipeline assembly. The final state of residual stress in any pipe section results from differences in the amount of plastic and elastic deformation created as a result of the combined thermomechanical action.

According to the authors, any pipe bending that forms curved sections will necessarily result in tensile residual stresses on the inside surface. The highest tensile residual stresses are often found at the tangent point immediately entering the bend on the inner surface because the highest plastic strain gradient during bending occurs at the tangent line. Any process that unevenly deforms a metal part will result in residual stresses.

Modern method of organizing repair and restoration works on main pipelines

As mentioned above, the overhaul of trunk pipelines is an integral part of maintaining the reliability and safety of the hydrocarbon pipeline system. The main requirements of the technology and organization of this repair in modern conditions include:

- complex mechanization;
- industrialization of technical solutions;
- application of the in-line method of organizing work performance;
- productivity and high quality of work;
- minimization of additional stresses occurring during work performance.

The experience of major repairs has shown that special attention should be paid to the last point when choosing a repair technology, namely, minimizing pipeline stresses that occur during work performance.

During the overhaul, about 30% of the work was carried out according to the technological scheme with lifting and laying on the edge of the trench. The consequence of this is the weakening of the welds, the formation of corrugations and damage to the pipeline. Taking into account these features, it is possible to offer the most modern technology, namely the repair of the pipeline in the trench while maintaining its spatial position. All the above-mentioned disadvantages of repairing the pipeline with raising the trench to the edge are absent in the proposed method of organizing the overhaul.

Among other things, special technical means have already been developed for the technology of capital repairs. They help to maintain the spatial position of the pipeline in the trench during its repair. Also, these technical means allow using complex mechanization and minimizing the appearance of additional stresses.

This technological scheme of capital repairs is already in use and is carried out by mechanized complex flows on pipelines of various diameters (Figure 1).

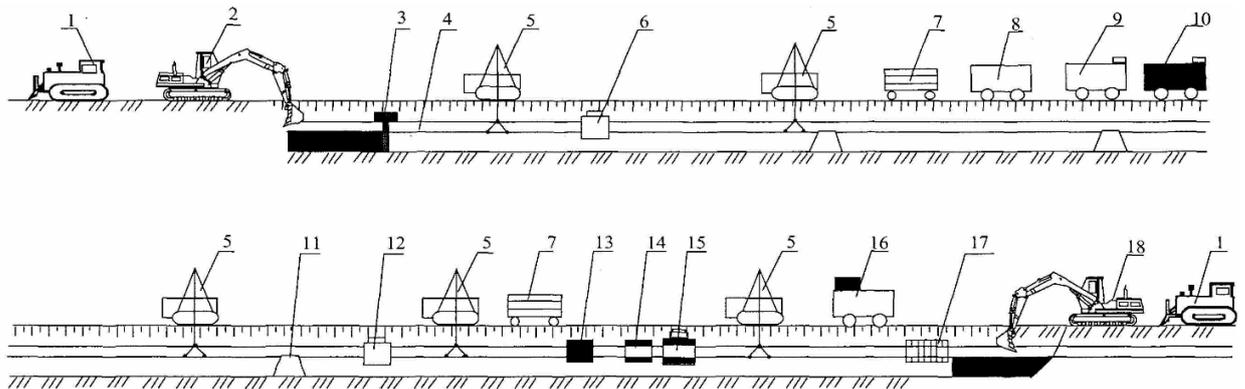


Figure 1 - Technological scheme of pipeline repair in the trench

The pre-cleaning machines used during overhaul are equipped with a set of disc cutters. They make it possible to cut the film insulation in two directions (longitudinal and transversal). Then, using the cutters, the cleaning machine completely cleans the surface of the pipeline in one pass.

The pipeline is supported in the trench by means of angled supports or a self-propelled elevator “Atlant”. “Atlant” installations allows replacing pipe-layers, their arrangement is determined by calculation data, after their installation they move along the pipe in a single technological flow.

After the above-mentioned operations, final pipeline cleaning is performed by means of a PT-HN FO series cleaning machine. These machines are also equipped with a set of cutters, which prepare the pipeline surface for application of the insulation coating. The priming of the MT surface is performed by a priming machine of the PT-HN G series and the insulating coating - bituminous-polymeric thermoplastic mastic - is already primed and applied by extrusion, using an insulating machine of the PT-HN I series.

The final backfill of the pipeline, as well as backfill and padding of the ground when replacing the insulation coating are carried out with the help of a paddling machine.

Calculation method for strength and stability of linear pipeline sections during overhaul

Before starting the overhaul to replace the insulation coating, it is necessary to determine the pipeline strength characteristics. I have carried out a calculation of the pipeline strength and stability.

This technique is designed to calculate the strength and stability of the repaired pipeline section. The technique allows determining transverse and longitudinal loads occurring during pipeline overhaul, bending moments, stresses and deflections along the length of the repaired section.

The main purpose of pipeline strength and stability calculation is to determine technological parameters of pipeline repair, namely, length of opened and dug-up pipeline sections, placement of repair machines and pipelayers, pipeline lifting and others.

The open pipeline section will be modeled by an elastic beam, which is subjected to bending under the action of its own weight, weight of repair machines and forces of lifting by pipelayers. The pipeline itself is in conditions of longitudinal and transverse bending during the overhaul.

Mechanical stresses in the wall of the modeled pipeline that occur during the repair process, as a rule, have the following components:

- stresses from elastic bending of the pipeline;
- longitudinal axial stresses from the impact of internal pressure in the pipeline;
- longitudinal axial stresses from the difference in temperature of the pipeline wall during laying, construction and repair;
- bending stress which is caused by digging, backfilling and soil compaction, impact of repair machines and pipe-layers.

Technological parameters of repair with lifting the pipeline and permissible pressure during repair works should be substantiated by calculations on strength and stability of repaired section of oil and gas pipeline.

Method for Pipeline Section Retrieval for Overhaul with Complete Replacement

This article [31] discusses the excavation work required for major repairs or reconstruction of underground main pipelines with complete replacement of pipeline sections, one of the most time-consuming. The paper proposes a new innovative method of extracting a pipeline section, which allows to avoid using a single-bucket excavator for the whole section.

The method makes it possible to reduce duration of overhaul with complete replacement of worn-out pipeline section. The object of the research is a set of devices used to retrieve the pipeline section. On the basis of a 3D model simulating the technological process of extracting a pipeline section, observations and in-depth study of the relevant processes have been carried out, and the proposed innovative solutions have been adapted as a part of the repair and construction flow.

The new method makes it possible, firstly, to simplify the overhaul process with complete replacement, secondly, to improve the environmental situation in the construction area, and thirdly, to modernize the outfit of the repair and construction flow. All the relevant equipment and devices can be used repeatedly, which is an undeniable advantage. The method is environmentally friendly and suitable for any climatic conditions, including difficult ones. The innovative method enables to retrieve underground pipeline sections irrespective of their diameter. Widespread application of this pipeline retrieval method is provided by a standard set of machinery and equipment available in almost all repair and construction organizations, as well as by the possibility of remote control, which allows reducing labor resources required for the above-mentioned repair works.

Practical significance lies in the fact that the proposed method is designed to retrieve worn-out sections of the pipeline during overhaul with complete pipe

replacement and reconstruction. Besides, the proposed devices can be used to maintain a pipeline section during various technological operations, namely: support of a pipeline section when cutting jointed pipeline sections for further transportation; support of a pipeline in preparatory processing during new pipe laying; replacement of pipe layers during new pipeline laying in a trench.

Innovative assembly line for building and major repair of main pipeline

The paper [32] proposes an innovative assembly line for pipe sections in the field without considering pipe layers. With the help of the proposed assembly line it is possible to align the pipe sections for welding works. In addition, the proposed line can be used to perform insulation work, support the pipe section and lay the finished pipe section on special supports along the trench.

The assembly line is equipped with hoists that enable to lift pipe sections and finished strings without lifting mechanisms used in traditional techniques, which will significantly improve the environmental situation and reduce financial costs. The proposed assembly line will improve the equipment of the repair and construction section as well as the working conditions of the personnel. The assembly line is fully electrified, which makes it environmentally friendly. The article deals with an innovative assembly line adapted to work on the construction site. The line has been designed to be multifunctional. With the help of the proposed line it is possible to fully automate installation and sheathing operations. The use of special anchor-type supports will ensure spatial stability during work performance.

The novelty of the research is as follows: a multifunctional innovative device that performs technological processes is proposed. The device is presented in the form of an assembly line for repair and construction of main pipelines.

Stress and Strain State Analysis of Defective Pipeline Portion

Burkov P.V. et al. [33] claim that after a long-term operation process on the main pipeline, it gradually wears out and gets defects. Even if the main pipeline is built according to an ideal engineering design, safe operation is impossible without timely external inspection, technical diagnostics, as well as an assessment of its actual condition for further maintenance.

To date, in most cases, the assessment of the current state of the main oil pipelines is performed without the use of computer modeling, as well as without a corresponding engineering assessment in general. The purpose of the article is to determine the possibility of further pipeline operation by setting the values of internal forces applied to the site with a defect.

It is generally admitted that internal changes in the metal lead to its destruction, these changes are also called the ultimate stress state. For the reliability of the main pipeline, it is necessary to compare the maximum stresses that occur at the most dangerous point of the pipeline with the defect and the permissible limit values of the material that the pipeline consists of, respectively. The maximum stress state of the pipeline indicates the limit above which the operation of the structure (in particular, the main pipeline) is unacceptable. The further the value of the actual internal voltage is from the value of the limit state, the higher the pipeline reliability.

To determine and evaluate these values, you can use software, which allows you to calculate the stresses on the pipeline wall and get the output data in the form of three primary stress values. The calculation of the stress-strain state is based on the method of calculating the permissible elastic stresses.

Modeling in the ANSYS software package

In this master's dissertation, I proposed a method of parametric optimization in order to determine technological parameters. For this purpose, the ANSYS software package was used. To optimize the technological parameters of the pipeline, initially, it is necessary to build a geometric model of the object under

study, the stages of working with the geometric model have a structural representation in the form of a tree (Figure 2).

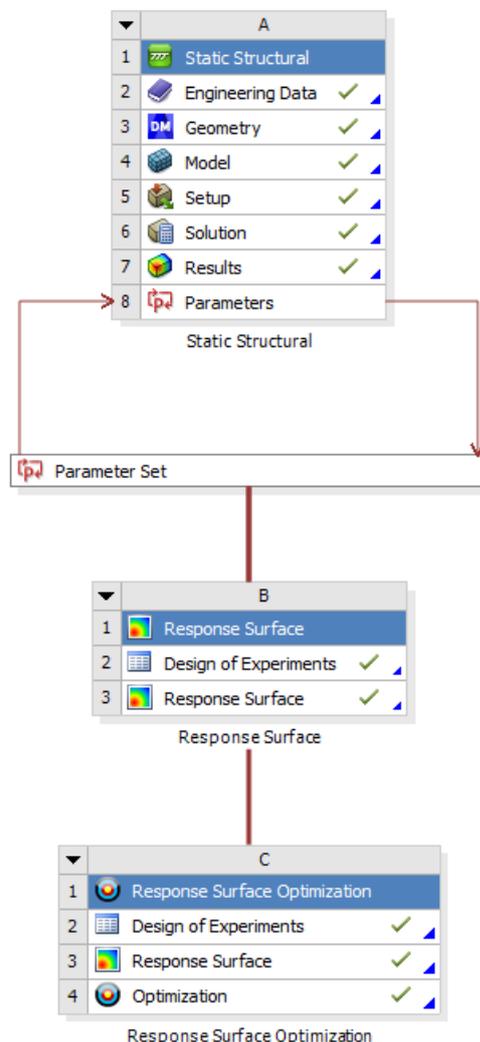


Figure 2 - Project structure

Creating the Static Structural module, in this module you need to select the geometric editor Design Modeler, this will allow you to create the geometry of the pipeline. Design Modeler is based on the principle of “parametric modeling based on prehistory” (history-based parametric workflows), which involves creating a geometric model by describing a sequence of geometry transformations.

After creating the model, determining the input parameters (the distance between the equipment), we proceed to setting loads (Figure 3). The boundary conditions are determined using the Static Structural > Insert > Force menu (in this

case, forces acting on the pipeline are added). In addition to the applied forces, gravity acts on the pipeline, therefore, Standard Earth Gravity is added to Static Structural.

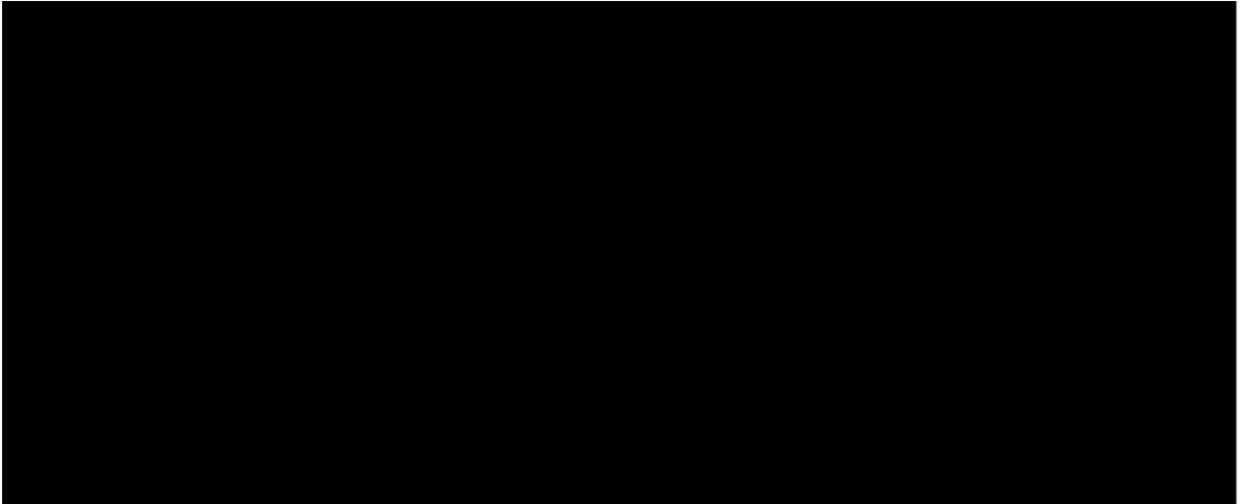


Figure 3 - Pipeline loads

To output the results, select Total Deformation, Equivalent Stress, Maximum Principal Elastic Strain and Directional Deformation in the Solution section.

Press the Update button and get the selected calculated results (Figures 4, 5).

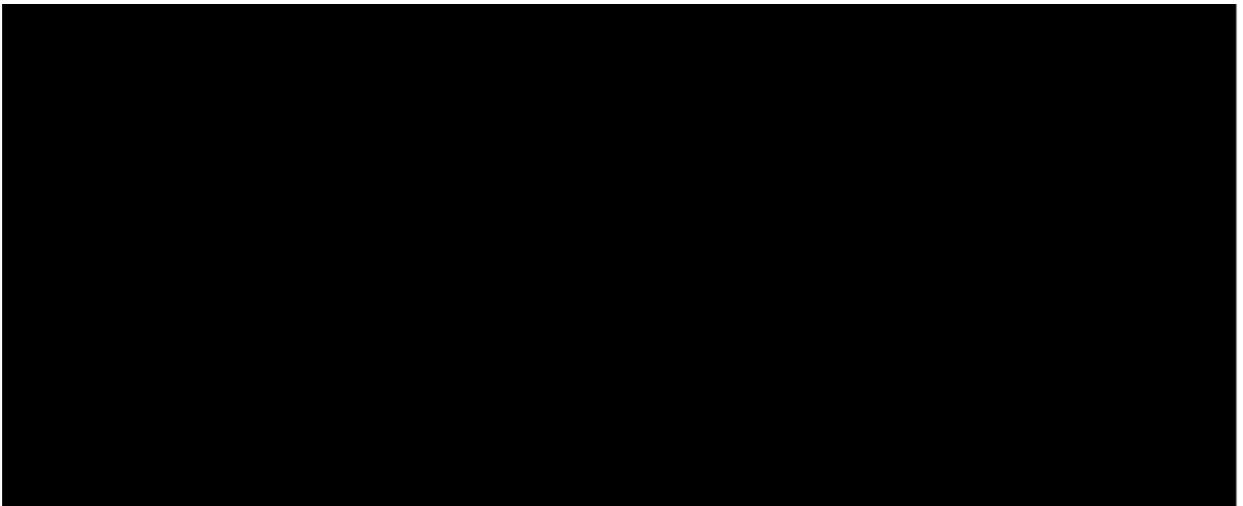


Figure 4 - Stresses in the pipeline

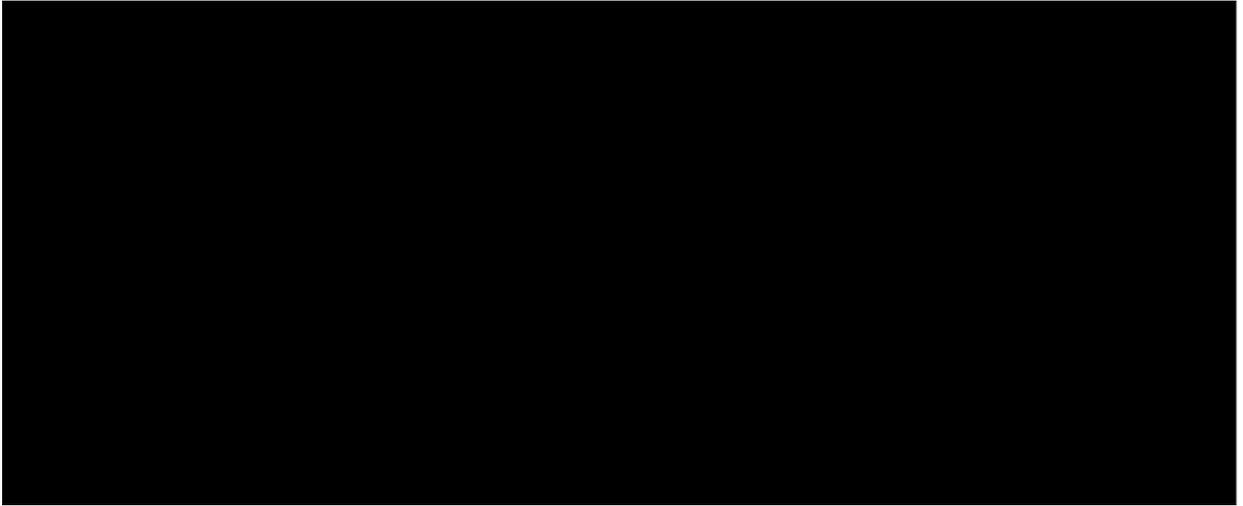


Figure 5 - Movements of the gas pipeline

After receiving the results, it is necessary to select the target function, in this case, the target function is the stresses arising in the pipeline.

After constructing a geometric model, selecting input and output parameters and an objective function, it is necessary to add the Response surface module. In this module, the Design of Experiments (DOE) numerical experiment is planned, which allows determining design points with combinations of parameters for the most effective study of the solution space. DOE works best with fewer than 20 parameters.

Available DOE types include the following methods:

- Central Composite Design (CCD);
- Optimal Space-Filling Design;
- Custom;
- Latin Hypercube Sampling Design;
- Sparse Grid Initialization.

Despite various methods of Design of Experiments, it is proposed to make a choice in favor of the Latin hypercube (LHS) method and optimal space filling. The main advantage of these methods is that the number of choices does not depend on the number of parameters.

The Response surface optimization module based on parametric optimization using the response function allows you to generate a set of candidates for each parameter to be checked using numerical calculation (Figure 6).

Table of Schematic C4: Optimization , Candidate Points										
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Reference	Name	P2 - YZPlane.H2 (m)		P3 - YZPlane.H3 (m)		P1 - Equivalent Stress Maximum (MPa)		P6 - Total Deformation Maximum (mm)	
2			Parameter Value	Variation from Reference	Parameter Value	Variation from Reference	Parameter Value	Variation from Reference	Parameter Value	Variation from Reference
3	<input type="radio"/>	Candidate Point 1	★★ 13,501	-2,09%	★★ 13,5	-0,26%	★★ 30,344	-0,31%	★★ 10,049	2,17%
4	<input type="radio"/>	Candidate Point 1 (verified) <small>DP 52</small>	★★ 13,501	-2,09%	★★ 13,5	-0,26%	★★ 30,344	-0,31%	★★ 10,05	2,18%
5	<input type="radio"/>	Candidate Point 2	★★ 13,649	-1,01%	★★ 13,5	-0,26%	★★ 30,381	-0,19%	★★ 9,9275	0,93%
6	<input type="radio"/>	Candidate Point 2 (verified) <small>DP 57</small>	★★ 13,649	-1,01%	★★ 13,5	-0,26%	★★ 30,344	-0,31%	★★ 10,05	2,18%
7	<input checked="" type="radio"/>	Candidate Point 3	★★ 13,789	0,00%	★★ 13,535	0,00%	★★ 30,439	0,00%	★★ 9,836	0,00%
8	<input type="radio"/>	Candidate Point 3 (verified) <small>DP 58</small>	★★ 13,789	0,00%	★★ 13,535	0,00%	★★ 30,344	-0,31%	★★ 10,05	2,18%
*		<i>New Custom Candidate Point</i>	15		15					

Figure 6 - Optimized parameters